

Рынок мощности. Изменение модели при переходе от дефицита к избытку



Федор Опадчий
заместитель председателя
правления АО «СО ЕЭС»



Андрей Катаев
директор по энергетическим
рынкам АО «СО ЕЭС»

21 —26 августа в Париже прошла 46-я сессия Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения — СИГРЭ, на которой российские энергетики представили 16 докладов по актуальным вопросам развития энергосистем. В одном из российских докладов, сделанном представителями Системного оператора Единой энергетической системы, был дан обзор функционирования российского рынка мощности. Авторы описали модель рынка мощности, стартовые условия запуска конкурентного рынка мощности, результаты и вопросы дальнейшего применения в условиях существенного избытка предложения модели рынка, дизайн которой был разработан для ситуации недостатка генерирующих мощностей. Доклад, дополнительно представленный в рамках постсессии, вызвал большой интерес экспертов-энергетиков, поскольку процесс внедрения и модернизации рынков мощности в настоящее вре-

мя находится в активной стадии во многих энергосистемах. Предлагаем ознакомиться с докладом читателям журнала.

Первая модель конкурентного рынка мощности была запущена в России в 2011 г. В предшествующие годы в ЕЭС России наблюдался дефицит генерирующих мощностей. При прохождении периода максимальных нагрузок вводились ограничения потребителей. Рыночные или иные механизмы привлечения инвестиций в строительство объектов генерации отсутствовали. Основными задачами, которые должен был решить рынок мощности, являлись обеспечение готовности к работе действующего парка генерирующего оборудования, привлечение частных инвестиций в строительство объектов генерации в объемах, достаточных для устранения прогнозируемого дефицита, и в перспективе создание экономических условий для самовоспроизводства генерации — модернизации либо замещения устаревших мощностей.

В части устранения дефицита генерирующих мощностей рынок мощности свою задачу выполнил. Были введены объемы мощностей, достаточные для покрытия прогнозирувшегося роста потребления и компенсации выбытия низкоэффективного оборудования.

При этом с момента запуска модели значительно изменились сценарные условия. Снизились темпы роста цен на газ, соответственно преимущество нового высокоэффективного оборудования стало не столь значительным, как предполагалось ранее. Планы генерирующих компаний по выводу генерирующего оборудования из эксплуатации также изменились. Низкая цена на газ и достаточно высокий уровень платы за мощность создали условия экономической целесообразности продолжения эксплуатации низкоэффективных мощностей — для значительного количества электростанций плата за мощность не только покрывала условно-постоянные затраты, но и позволяла компенсировать

ровать в целом по году убыточную продажу электроэнергии на рынок по цене ниже себестоимости производства.

Жесткая система обязательств за своевременный ввод новых мощностей, снижение темпов роста потребления в сочетании с невыводом оборудования из эксплуатации привели к формированию значительных избытков мощности. Конкурентный отбор мощности, проведенный на 2014 г., с очевидностью показал, что модель рынка мощности, настроенная на работу в условиях баланса спроса и предложения с незначительным избытком/дефицитом, перестала быть адекватной текущим условиям.

Результатом активной совместной работы отраслевых регуляторов, инфраструктурных организаций и участников рынка стало принятие в 2015 г. изменений в нормативную базу, существенно трансформировавших модель рынка мощности. Основная цель этих изменений — обеспечить функционирование рынка мощности в изменившихся условиях.

Общая характеристика оптового рынка

Генераторы — поставщики оптового рынка продают два товара: электроэнергию и мощность. В соответствии с законодательством генераторы мощностью более 25 МВт могут продавать электроэнергию только на оптовом рынке. Действие данной нормы распространяется на все типы и виды генераторов, за исключением отдельных случаев, когда генерирующий объект непосредственно интегрирован в производственный процесс промышленного предприятия (например, электростанция металлургического комбината, использующая в качестве топлива доменный газ). Таким образом, большая часть производимой и потребляемой в стране электроэнергии проходит через оптовый рынок.

Электроэнергия поставляется на оптовый рынок электроэнергии. Ос-

Справка

Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques — CIGRE*, СИГРЭ) является одной из старейших и наиболее авторитетных международных научно-технических ассоциаций в мире. Вот уже более 90 лет эта некоммерческое профессиональное сообщество организует исследования, обмен знаниями и накопленным опытом в различных областях функционирования энергосистем. Россия присоединилась к СИГРЭ в 1923 г. — через два года после создания организации. В 1957 г. образован Советский национальный комитет СИГРЭ, ставший в 1991 г. Российским национальным комитетом. Сейчас он объединяет свыше 400 индивидуальных и около 60 коллективных членов.

Сессии, проходящие один раз в два года в Париже, — одна из основных форм работы СИГРЭ. На них представляются итоги проведенных исследований по наиболее важным направлениям функционирования и развития электроэнергетики, происходит обмен накопленными знаниями и опытом. К материалам сессий СИГРЭ проявляют значительный научно-технический и практический интерес профессионалы-энергетики всех стран.

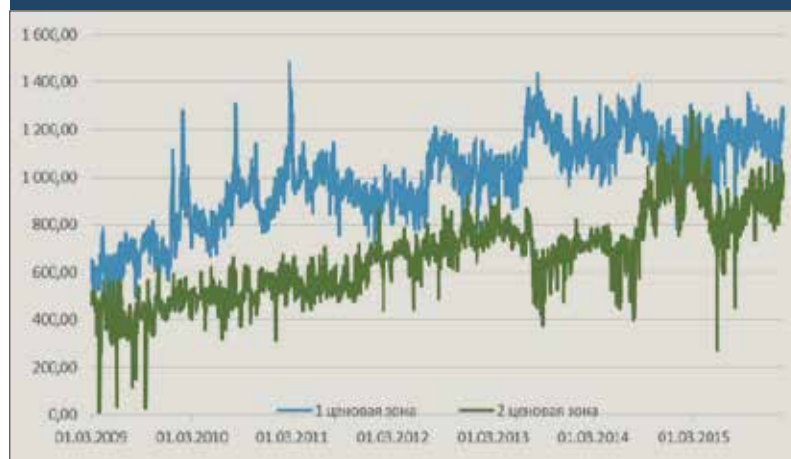
новой объем электроэнергии продается на аукционе, проводимом на сутки вперед (РСВ). Ценообразование маргинальное, поузловое. Внутри ценовой зоны (первая ценовая зона — Европейская часть России и Урал, вторая ценовая зона — Сибирь) цены различаются, как правило, незначительно. Имеется устойчивое сезонное изменение цен, в то же время волатильность цен внутри и между сезонами невелика.

Средняя цена РСВ в 2015 г. находилась на уровне 1,2 тыс. руб./МВт•ч и 1 тыс. руб./МВт•ч в энергозоне Сибири. Также можно отметить стабильность цен РСВ на длительном временном интервале (рис.1).

Мощность поставляется на оптовый рынок мощности. Цены и объемы поставки для генераторов определяются по результатам конкурентного отбора мощности, который проводится на один календарный год. Продажа мощности является правом поставщика, при этом абсолютное большинство генераторов, выведенных на оптовый рынок, используют это право и являются поставщиками мощности.

Покупка мощности является обязанностью покупателя оптового рынка. Потребители обязаны купить всю мощность, поставленную поставщиками на оптовый рынок в соответствующем месяце, пропорционально

Рис. 1. Цена РСВ по ценовым зонам, руб.



фактическому пиковому потреблению. Пиковое потребление рассчитывается как среднее за месяц потребление электроэнергии в час пикового потребления по региону — по территории субъекта Российской Федерации. В совокупном платеже потребителей оптового рынка (без учета стоимости передачи электроэнергии) доля платы за мощность составляет порядка 30%.

Под поставкой мощности генератора понимается обеспечение поставщиком готовности каждой единицы генерирующего оборудования к выработке электроэнергии. В соответствии с правилами ОРЭМ готовность к выработке полностью обеспечена и участник в полном объеме получает плату за мощность в случае, если генерирующий агрегат технически имеет возможность нести полную мощность и находится в одном из трех состояний — в работе, в резерве или проходит плановое техническое обслуживание, сроки которого заявлены до начала года поставки (на этапе планирования графика ремонтов и технического обслуживания генерирующего и сетевого оборудования на предстоящий год). В случае unplanned вывода оборудования из работы или невозможности несения законтрактованной мощности к поставщику применяются штрафные санкции. Чем позднее участник заявит о невозможности

несения нагрузки, тем выше штрафные санкции. Состояние оборудования регистрируется на конец каждого часа. Факт поставки мощности на оптовый рынок определяется ежемесячно как среднее значение почасовых значений готовности оборудования за данный месяц (с учетом штрафных санкций).

На оптовый рынок поставляется мощность трех типов:

- мощность генераторов, прошедших процедуру конкурентного отбора мощности на соответствующий год. В 2015 г. рыночная цена за мощность составляла порядка 1,5 млн руб./МВт в год, в энергоне Сибири — порядка 2 млн руб./МВт в год;
- мощность дорогих генераторов, не прошедших конкурентный отбор, но вывод из эксплуатации которых невозможен, т.к. приведет к нарушению электро- или теплоснабжения потребителей. Для таких генераторов плата за мощность являлась регулируемой и устанавливалась исходя из экономически обоснованных затрат. Плата для таких генераторов может многократно превышать рыночную цену за мощность;
- мощность новых генераторов, введенных с использованием специального механизма, гарантирующего возврат инвестиций. Для таких генераторов цена по-

ставки многократно превышает рыночную цену. Цена незначительно дифференцируется в зависимости от мощности, вида топлива и месторасположения, и в 2015 г. она составляла порядка 10 млн руб./МВт в год.

Исходные условия для запуска конкурентного рынка мощности

В годы, предшествовавшие разработке модели рынка мощности (до 2008 г.), в энергосистеме России наблюдался дефицит готовых к работе генерирующих мощностей. При прохождении годовых пиков потребления вводились ограничения потребителей. Рыночные или иные механизмы привлечения инвестиций в строительство новых объектов генерации отсутствовали. Также отсутствовали экономические механизмы, стимулирующие собственников поддерживать готовность к работе генерирующего оборудования, непосредственно не задействованного в производстве электроэнергии (находящегося в резерве).

Основной задачей, которую должен был решить рынок мощности, было привлечение частных инвестиций в строительство объектов генерации в объемах, достаточных для устранения прогнозируемого дефицита, и создание экономических условий для самовоспроизводства генерации — модернизации либо замещения устаревших мощностей.

Модель рынка мощности

Устойчивый многолетний рост потребления мощности — 2—4% в год (рис. 2) — указывал на то, что в ближайшее время энергосистема столкнется с проблемой физического дефицита генерирующих мощностей. В этой связи требовался массовый ввод новых генерирующих мощностей.

Договор о предоставлении мощности

Для решения данной задачи был реализован специальный механизм, обеспечивший привлечение инвести-

Рис. 2. Максимумы потребления электрической мощности, ГВт



ций в строительство новых объектов генерации, — договор о предоставлении мощности (ДПМ). Решением Правительства Российской Федерации был определен перечень объектов, подлежащих строительству с его использованием. Для каждого объекта были определены месторасположение, установленная мощность и срок ввода.

Заключив ДПМ, генерирующая компания принимала на себя обязательство ввести в работу новые генерирующие объекты в установленные сроки. Введенному объекту была гарантирована оплата мощности в течение 15 лет. Плата за мощность рассчитывалась исходя из нормативных затрат на сооружение объекта генерации соответствующего типа (мощность и вид топлива) и нормированной доходности (порядка 14%), позволяющей привлекать заемные средства на рыночных условиях. Таким образом, условия оплаты мощности были крайне привлекательны для инвесторов. В то же время неввод генерирующего объекта в работу означал для генерирующей компании крайне высокие штрафные санкции, что исключало саму возможность отказа от строительства (без передачи права на строительство объекта генерации другой компании) или намеренной длительной (более одного года) задержки ввода объекта. При предполагаемой задержке ввода до одного года генерирующая компания могла без штрафов однократно перенести срок ввода объекта, а при невозможности реализации проекта его замена другим объектом осуществлялась только по решению Правительства Российской Федерации.

Объемы вводов по данному механизму представлены на рис. 3.

Механизм ДПМ рассматривался как однократный. Массовый ввод новых мощностей должен был предотвратить дефицит мощности на ближайшие годы. В дальнейшем задачу обеспечения баланса спроса и предложения должен был выполнять постоянно действующий механизм ежегодно проводимых конкурентных от-

Рис. 3. Объемы мощности объектов ДПМ и новых ГЭС/АЭС

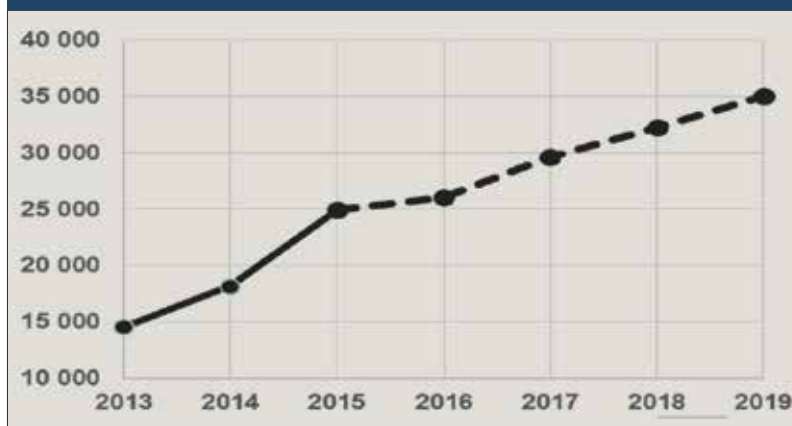
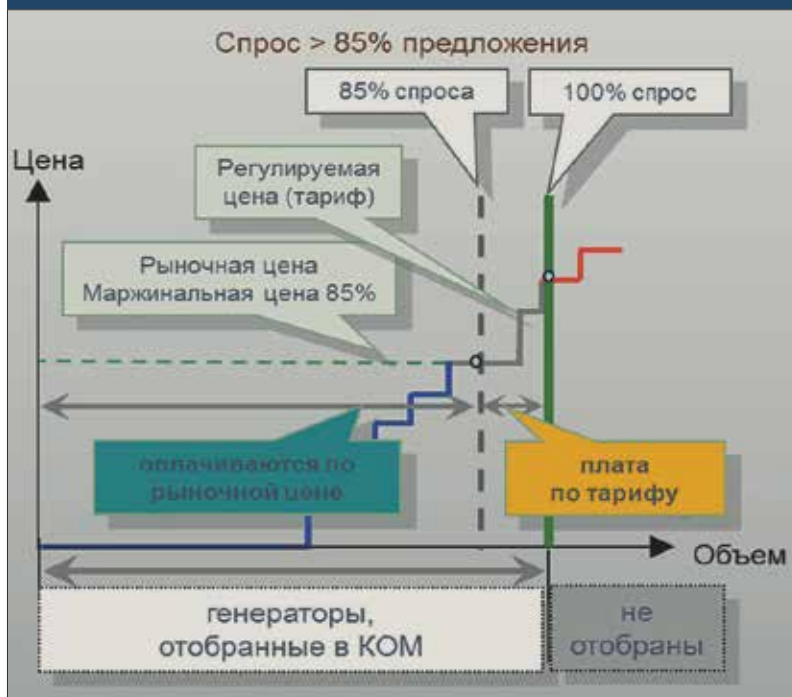


Рис. 4. Модель КОМ до 2015 г.



боров мощности. Вводы новых высокоэффективных мощностей должны были обеспечить покрытие растущего спроса, а также компенсировать выходы устаревающего и неэффективного оборудования.

Конкурентный отбор мощности

Модель проведения отбора представлена на рис. 4.

Для проведения отбора вся территория энергосистемы России бы-

ла разделена на так называемые зоны свободного перетока (первоначально 29 зон, затем их количество было сокращено до 21), для каждой из которых определялась величина спроса на мощность как прогнозируемый пик потребления в соответствующий год, увеличенный на коэффициент резервирования (порядка 20%). При проведении единого отбора учитывалось, что спрос на мощность может быть покрыт как собственной гене-

рацией, так и генерацией других зон в пределах пропускной способности электрической сети. На момент запуска модели основной объем генерирующего оборудования представлял из себя парк генерирующего оборудования, построенного десятилетия назад — во времена СССР. Затраты на содержание такого оборудования были кратно меньшими по сравнению с затратами на содержание нового оборудования, в плату за мощность которого собственнику необходимо было включить инвестиционную составляющую. В перспективе предполагалось, что цена для старой и новой мощности должна сравняться, но на момент запуска модели необходимо было обеспечить раздельное ценообразование для старых и новых мощностей. Для решения данной задачи в модель отбора были введены две зоны конкуренции с двумя различными типами ценообразования.

Рыночная, маржинальная цена КОМ могла быть сформирована на уровне, не превышающем 85% общего объема предложения. Это означало, что цена на рынке мощности будет формироваться достаточно эффективными на рынке электроэнергии «старыми» генерирующими объектами, поддержание работоспособности которых не требует значительных инвестиций. В этой зоне генераторы конкурируют за получение маржинальной прибыли, а цена, определенная в точке 1, объявлялась рыночной ценой за мощность, на ос-

новании которой рассчитывалась цена на мощность для покупателей.

Часть — 15% — наиболее дорогих отобранных в конкурентном отборе генерирующих объектов переходила в зону регулирования. Для каждого из таких объектов устанавливался индивидуальный тариф — не выше цены, заявленной в КОМ. Именно в этой зоне должно было происходить замещение старой мощности. У низкоэффективных генераторов, попадающих в эту зону, прибыль от продажи электроэнергии отсутствует или отрицательная, а затраты на поддержание их в работоспособном состоянии по мере старения оборудования растут. В какой-то момент времени требуемая дополнительная плата для высокоэффективного нового генератора, несмотря на наличие инвестиционной составляющей, становится ниже и он вытесняет старый генератор. Таким образом, в этой зоне идет конкуренция за право работать в энергосистеме.

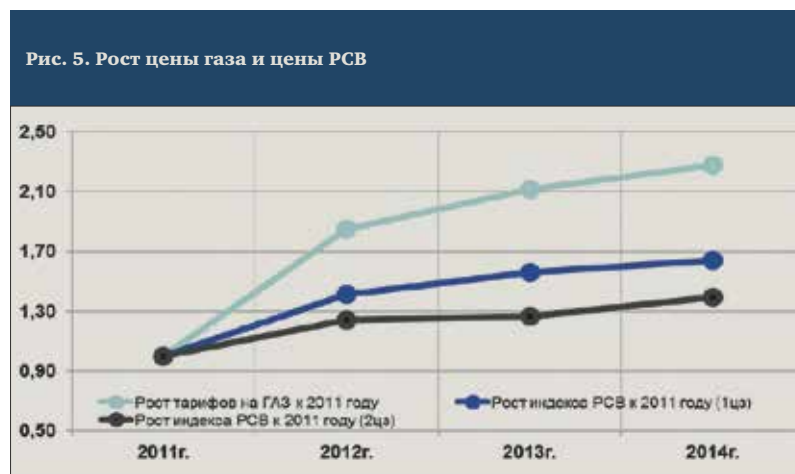
Неэффективный генератор не может получить прибыль в рынке электроэнергии. Лишившись платы за мощность, которая компенсировала убытки от продажи электроэнергии, генератор начинает приносить прямой убыток собственнику и должен быть выведен из эксплуатации. Старые объекты генерации могут быть глубоко интегрированными в системы жизнеобеспечения (тепло и электроснабжения). Для генераторов, не прошедших конкурентный

отбор мощности, вывод которых из эксплуатации создает прямую угрозу надежному тепло- или электро-снабжению потребителей, предусмотрен специальный механизм — поставка мощности в вынужденном режиме. По решению Министерства энергетики или Правительства России собственник должен продолжить эксплуатацию объекта генерации на период, пока не будут выполнены технические мероприятия, обеспечивающие безопасный вывод объекта генерации из эксплуатации (расширение пропускной способности электрической сети, строительство объектов генерации или котельных и т.д.). В период вынужденной эксплуатации объекта собственник получает плату за мощность, исходя из экономически обоснованных затрат.

Предполагалось, что конкурентные отборы мощности будут проводиться ежегодно в конце года X на год поставки $X + 5$. В действительности из-за неурегулированности части вопросов, прежде всего вопросов вывода из эксплуатации, по старой модели не было проведено ни одного долгосрочного отбора — все отборы проводились ежегодно, но только на один год поставки — следующий за годом проведения отбора.

Изменение сценарных условий

С момента запуска модели существенно изменились сценарные условия. Снизились темпы роста цен на газ (рис. 5), соответственно планы генерирующих компаний по выводу генерирующего оборудования из эксплуатации также изменились. Низкая цена на газ и достаточно высокий уровень платы за мощность создали условия экономической целесообразности продолжения эксплуатации низкоэффективных мощностей — для значительного количества электростанций плата за мощность не только покрывала условно-постоянные затраты, но и позволяла компенсировать в целом по году убыточную продажу электроэнергии на рынок по цене ниже себестоимости производства.



Снизилась темпы роста потребления мощности относительно ранее прогнозируемых. В последние годы темпы роста потребления установились на уровне, не превышающем 1% в год.

Жесткая система обязательств за своевременный ввод новых мощностей по механизму ДПМ обеспечила плановый прирост мощности, а снижение темпов роста потребления в сочетании с невыводом оборудования из эксплуатации привели к формированию значительных избытков мощности.

В условиях существенных избытков мощности наименее эффективное оборудование оказывается гарантированно не задействовано в производстве электроэнергии. При отсутствии убытков от продажи электроэнергии, штрафных санкций за неплановые ремонты и затрат на техническое обслуживание, связанных с износом оборудования при его работе, самое неэффективное в производстве электроэнергии оборудование стало эффективным, приносящим прибыль в рынке мощности.

Модель рынка мощности, настроенная на работу в условия баланса спроса и предложения с незначительным избытком/дефицитом, перестала быть адекватной текущим условиям.

КОМ, проведенный в 2014 г. на 2015 г. поставки, был первым отбором в условиях значительных избытков мощностей — объем предложения превысил спрос на 15 ГВт (рис. 6).

Он явно показал негативные тенденции.

1. Потеря физического смысла результатов отбора (в части перечня отобранных). Модель проведения отбора предполагает локализацию спроса на мощность, учет топологии сети, и при подаче участниками экономически обоснованных заявок результаты отбора должны соответствовать физической востребованности генерирующих мощностей. При отборе на 2015 г. оказались неотобранными 15 ГВт мощностей,

Рис. 6. Динамика избытка мощности в ЕЭС России, МВт



при этом неотобранные объемы локализовались в двух регионах, а именно оказались неотобранными практически все электростанции в южном и северо-западном регионах России. Очевидно, что закрытие всех электростанций в двух крупных регионах технологически бессмысленно.

2. Потеря экономического смысла результатов отбора (в части оплаты мощности отобранных и неотобранных объектов). Модель предполагает, что в состав неотобранных должны попадать наименее эффективные объекты, которые за редким исключением должны выводиться из эксплуатации. Как минимум на оптовом рынке должна прекращаться их оплата. В действительности большая часть неотобранных в КОМ мощностей получила оплату через другой механизм поставки — поставку в вынужденном режиме.

3. Отсутствие экономической обоснованности результатов в части формируемой на КОМ цены. В условиях существенных избытков и при жестко зафиксированном объеме спроса цена одной-двух заявок могла случайным образом определить уровень цены на мощность, в том числе уронить ее до нуля.

4. Нецелевое использование механизма поставки в вынужденном режиме. Механизм, задуманный как способ поддержания в работе отдельных генераторов на период реализации замещающих мероприятий, обеспечивающих возможность их вывода, превратился в основной механизм получения оплаты мощностей по цене выше рыночной цены КОМ. Подача заявлений на вывод объекта генерации из эксплуатации с целью получения запрета государственных органов стала массовым явлением. При этом было очевидно, что собственники абсолютного большинства таких объектов не планировали их реальный вывод из эксплуатации.

5. Оплата потребителями избытков генерации. С точки зрения потребителей ситуация выглядела следующим образом. Потребители оплачивали в полном объеме дорогую, новую мощность по ДПМ, оплачивали по рыночным ценам мощность старой генерации в объеме, гарантированно обеспечивающем покрытие пика потребления. И дополнительно вынуждены были оплачивать существенные объемы вынужденной генерации, отбираемой сверх спроса и получающей оплату выше рыночной цены. В 2015 г., по-

следнем году на который КОМ был проведен по старой модели, объемы вынужденной генерации достигли 16 ГВт.

Как вернуть адекватность модели?

Рассматривались различные подходы к решению задачи. Технологический — ввести в модель неэкономические параметры, повышающие технологическую составляющую отбора, такие как запрет на участие в отборе оборудования с низкоэффективными циклами производства, проведение отбора на подробной электрической схеме, выделение до проведения конкурентного отбора состава генераторов, необходимых по режимам работы электрической или тепловой сети. По сути, это означает на нормативном уровне определить вид или виды генерирующих установок, вывод которых признан целесообразным, и создать условия для такого вывода в объемах, позволяющих привести предложение в соответствие со спросом. Наличие ба-

ланса спроса и предложения позволит использовать действующую экономическую модель без существенных изменений. Другой путь — скорректировать принципы ценообразования и обеспечить возможность снижения цен на рынке мощности в целом до уровня экономической нецелесообразности продолжения эксплуатации наименее эффективных мощностей. Выбор модели определяется поставленными целями.

Новые цели — новая модель КОМ

В качестве основных целей были определены следующие:

- 1) снять с потребителей бремя оплаты избыточных мощностей;
- 2) создать условия для вывода из работы неэффективных мощностей;
- 3) обеспечить устойчивость результатов отбора как с точки зрения перечня отбираемых объектов, так и с точки зрения формируемых цен.

При принятии новой модели предполагалось, что существенные избытки мощностей сохранятся

в кратко- и среднесрочной перспективе.

В 2015 г. для целей проведения отборов на 2016-й и последующие годы была принята новая модель — модель эластичного спроса. Модель проведения отбора представлена на рис.7.

Как и в предшествующей модели, спрос на мощность определяется исходя из прогнозируемого пика потребления, умноженного на коэффициент резервирования. Однако в новой модели данное значение рассматривается как минимально необходимый объем мощности. В случае если поставщики предлагают больший объем мощности, он может быть отобран, но цена при этом снизится. Ключевым моментом новой модели является то, что наклон кривой спроса выбран таким образом, что каждый мегаватт, отобранный сверх минимального спроса, снижает не только цену на мощность, но и совокупную стоимость мощности для потребителей. Таким образом, чем больше в энергосистеме избыточных мощностей, тем меньше (а не больше, как ранее) платят за мощность потребители.

В новой модели обеспечена стабильность результатов отбора для поставщика. Для гарантированного отбора в КОМ вне зависимости от месторасположения объекта достаточно подать ценовую заявку, в которой цена ниже линии спроса. Поскольку цена определяется объемом отобранных заявок (а не их ценой), то для прогноза цены КОМ на соответствующий год достаточно наличия прогноза объема вводимых и выводимых мощностей.

Поскольку у поставщика в новой модели имеется возможность гарантированного отбора в отношении каждого генератора и получения адекватной (рыночной) цены за мощность, в правила был включен ряд норм, снижающих экономическую привлекательность работы в статусе вынужденной поставки. В частности, регулируемый тариф для таких объектов не может быть



Рис. 7. Модель КОМ после 2015 г.

установлен выше платы за мощность, получаемой в предшествующем году. При уровне инфляции 5—10% это означает плавное и однозначно прогнозируемое снижение фактической платы за мощность.

Отборы, проведенные в 2015 г. на 2016—2017 гг. в целом показали, что цели, поставленные при вводе модели, могут быть достигнуты, т.к. тренды изменения основных параметров соответствуют ожидаемым (рис. 8).

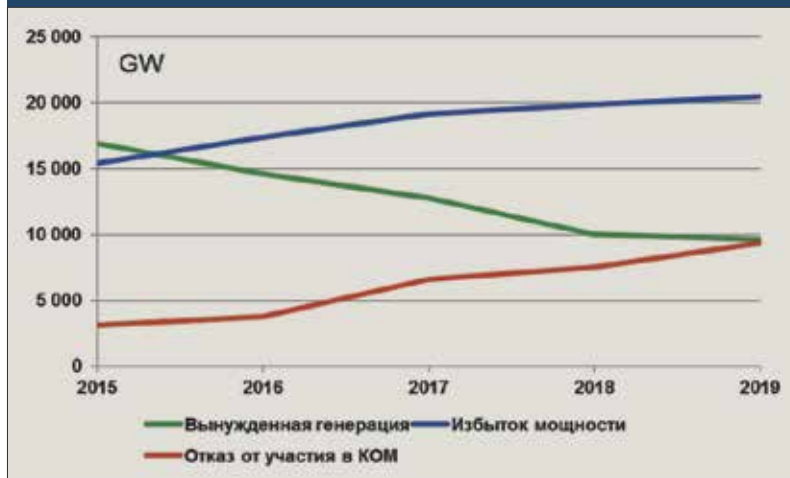
1. Все генераторы, имевшие намерение быть отобранными, попали в число отобранных. На 2019 г. избыток отобранной мощности (относительно минимально необходимого объема) составил 18 ГВт, при этом наличие данных избытков привело к снижению цены на мощность.
2. Обеспечена стабильность цен на рынке мощности. Цена уже сформирована на период до 2019 г. и может быть спрогнозирована на последующие годы.
3. Возможность сформировать долгосрочный прогноз доходов с оптового рынка позволила генерирующим компаниям принять долгосрочные решения по выводу неэффективного генерирующего оборудования. Объем мощности, не заявленной на оптовый рынок в 2019 г., составил 9,3 ГВт.
4. Объем мощности, поставляемой в вынужденном режиме, снизится на 43,75% — с 16 ГВт в 2015 г. до 9 ГВт в 2019-м.

Выводы

Точная настройка модели рынка мощности на достижение заданных целей в текущих сценарных условиях позволяет максимально эффективно обеспечить их достижение. Изменение сценарных условий, целей или приоритетов может привести к неадекватной работе модели.

Старая модель проведения конкурентных отборов мощности (последний отбор был проведен в сентябре 2014 г. на 2015 г.), настроенная на обеспечение ввода новых мощностей для покрытия устойчивого ро-

Рис. 8. Изменение объемов избытков, объемов выводов и вынужденной генерации, ГВт



Федор Опадчий отвечает на вопросы иностранных специалистов в ходе постер-сессии на 46-й сессии СИГРЭ в Париже



ста потребления и замещения устаревающего оборудования в условиях роста стоимости топлива, потеряла адекватность в условиях стабилизации уровня потребления электроэнергии и цен на топливо. Изменение сценарных условий в сочетании с создаваемыми моделью искаженными ценовыми сигналами привели к формированию избытков мощностей, при наличии которых модель

полностью потеряла свою работоспособность.

Новая модель проведения конкурентных отборов мощности, введенная в 2015 г. (в конце 2015 г. были проведены отборы на 2016—2019 гг.), показала свою адекватность текущим сценарным условиям и возможность и целесообразность ее применения в среднесрочной перспективе.