ДЕЙСТВУЮШИЕ ЛИЦА

МАЙКЛ БЕККЕР,
консультант USAID (программа RESET) по электроэнергетическим рынкам

Окончил Львовский политехнический институт.
После окончания института работал в ЦКБ Главэнергоремонта и ОРГРЭСе.
С 1980 года проживает в США.

Работал в Йельском университете и в вертикально интегрированной электрической компании.
Представлял интересы вертикально интегрированных, сетевых и генерирующих компаний в Новой Англии и Нью Йорка.

Консультировал РАО ЕЭС в части реформирования ЦДУ в Системный оператор и создании конкурентного энергорынка.
Как консультант USAID работал советником по созданию энергорынков в Украине, Грузии, Молдове, Армении и в странах Центральной Азии.

«Уже сейчас дефицит в казахстанской энергосистеме составляет около 1000 МВт»

Правительство Казахстана инициировало принятие поправок в закон об электроэнергетике, с целью реформирования сложившегося рынка электроэнергии и создания рынка мощности. О том, что это такое, как рынок мощности существует и работает в России и в США, в чем особенности Казахстана и какова ситуация в электроэнергетике «Къ» рассказал Майкл Беккер, 25 лет проработавший в электроэнергетике США, бывший консультантом при реформировании РАО ЕЭС, а сейчас консультирующий системного оператора Казахстана – АО «КЕГОК».

Александр КОНСТАНТИНОВ

– Давайте начнем с азбуки. Что такое рынок мощности, в каких странах он функционирует?

– Рынок мощности – это, фактически, часть общего энергетического рынка, в котором торгуется не электроэнергия, а установленная мощность. При этом надо отметить, что, когда я говорю «установленная мощность», это – понятие из западной энергетики, в частности, США. То, к чему это прилагается в Казахстане и в России, в бывшей советской энергетике, это – то, что называется «располагаемая мощность». И движущей силой для этого рынка являются два фактора.

Первый – это критерий долгосрочной надежности. То есть не так называемая краткосрочная режимная надежность, надежность в режиме реального времени, тут уж диспетчеру системы выбирать не из чего, и какими-то долгосрочными вещами ему заниматься не приходится, надо использовать то, что есть под рукой, дабы не допустить отключений в критические часы. А вот те резервы, которые у него есть в наличии, они напрямую зависят от того, сколько же все-таки в системе есть располагаемых, построенных мощностей. Если не будет адекватного количества располагаемых, установленных мощностей, все это проявится в режиме реального времени. Будут трудности у диспетчера с резервами, диспетчированием, и в итоге это приведет к тому, что вызывает у всех резкое недовольство – контролируемым веерным отключениям.

Для того, чтобы не допустить подобного развития событий, решили ввести еще один показатель – долгосрочной надежности, в советские времена он назывался «балансовой надежностью». В английской терминологии его называют resourse adeguacy. Его смысл – в том, что для энергосистемы формулируется стандарт критерия надежности. Например, в США в большинстве энергосистем, да и, пожалуй, в России он формулируется следующим образом: «Вероятность потери нагрузки по причине нехватки генерирующих мощностей не должна превышать одного дня в 10 лет».

И вот, исходя из этого и в зависимости от конкретной топологии конкретной энергосистемы, пропускной способности сети, связей с соседними энергосистемами, истории, статистики состояния генерирующего оборудования и вероятности его выхода из строя, для того, чтобы выдержать этот параметр, рассчитывается необходимое количество установленных, располагаемых мощностей в системе. А резерв мощности – это производное от этого установленного количества. Просто берется установленное количество и делится на величину пика потребительской нагрузки в системе, то есть нагрузку в наиболее критический час. Например, если этот пик составляет 20 000 МВт, а рассчитано, что надо 22 000Мвт, то резерв установленной мощности составляет 10%. Вот этими 10%, в основном, и оперируют, поскольку это – иллюстрация того, сколько необходимо.

Для того, чтобы выдержать это условие, и создается рынок мощности. То есть на какие-то организации, чаще всего, это – энергоснабжающие или распределительные компании, те, которые непосредственно связаны с потребителями, которые нужно построить, исходя из общего количества, налагаются обязательства по поддержанию определенного количества мощностей. Как правило, это соответствует их доле в общей пиковой нагрузке. И пропорционально этой доле на них налагается ответственность по покупке необходимого количества установленных мощностей.

– Как эту покупку осуществляют?

– Способы могут быть разные. Это может происходить через биржу, централизованные торги, можно это делать по двусторонним контрактам – это вопрос, по большому счету, не концептуальный, а технический, механизм, зависящий от конструкции рынка. Все это – технические предпосылки для обеспечения надежности. Есть и экономические предпосылки. Кто-то может заявить, что, когда я иду на базар покупать картошку или в магазин за хлебом, с меня же не берут деньги за трактор или за оборудование хлебозавода. Почему вы, энергетики, хотите, чтобы я вам платил и за киловатт-часы, которые замерит мой счетчик, и за оборудование электростанции…

– Но ведь энергетика – достаточно специфический сектор экономики, и в этом ее особенность…

– Да, энергетика, действительно, очень специфическая область, поскольку электроэнергия – это такой товар, потребляемый всеми, который нельзя хранить. Он должен быть потреблен в момент, когда он произведен. И для того, чтобы удовлетворить спрос, в каждый конкретный момент необходимо иметь достаточное количество генерации, чтобы выработать необходимое количество электроэнергии. Вы не можете ее выработать когда-то, в удобное для вас время, когда есть достаточное количество незадействованной генерации, а потом использовать ее в пиковые часы. Поэтому существует, так называемая, кривая продолжительности нагрузки, которая показывает, сколько генерации задействовано в сутки на протяжении скольких часов. Сколько мегаватт установленной мощности задействовано, и в течение какого времени.

– А можно поконкретней?

– Хорошо. Возьмем, например, условную энергосистему с пиком в 25 000 МВт. Принимается, что величина резерва мощности – где-то 10%, то есть необходимо обеспечить критерий надежности 27 500 МВт. Так вот, только 15 000 МВт из этих мощностей загружены с коэффициентом 92%. Остальные 12 500 МВт работают с коэффициентом загрузки в 8% и обеспечивают лишь 13% потребительского спроса. 12 500 МВТ – это порядка 40 с лишним процентов общей нагрузки. И в традиционной экономике, где платят просто за товар, вы нигде не найдете какой-то такой отрасли производства, в которой могли бы обосновать необходимость поддержки около 40% мощностей, при условии, что они работают с коэффициентом загрузки в 8%, и удовлетворяют лишь 13% спроса. Тем не менее, в электроэнергетике – это необходимость.

– Все понятно, но как это сделать?

– В рынке только электроэнергии они не смогут заработать деньги, достаточные для их содержания. Просто они не вырабатывают достаточного количества киловатт-часов, чтобы по достаточно разумным, доступным для потребителя ценам продавать свой продукт. В противном случае, цена должна быть очень высокая. Но очень высокая цена – политически неприемлема. Для того, чтобы генератор смог покрыть свои законные издержки – цена должна быть огромной.

Вот это не было учтено теоретиками классического рынка исключительно электроэнергии, которые утверждали, что невидимая рука рынка все сделает сама, цены будут расти, и сами по себе дадут сигнал к развитию генерации. Да, цены действительно растут очень быстро. Но эти цены – социально неприемлемы. Потребитель, даже если напрямую не чувствует этих цен, поскольку они существуют на оптовом рынке, все равно недоволен.

Майкл Беккер: «Рынок в той форме, в какой он есть в Казахстане, свою полезность уже изжил»

Самая большая цена, насколько мне известно, была зарегистрирована в США – даже не в Калифорнии, когда там был знаменитый энергетический кризис, а в относительно благополучной Новой Англии, где на протяжении нескольких часов в мае 2000 года цена была 6000 долларов за 1000 Кв/ч. Это очень много – 6 долларов за Кв/ч. И хотя потребитель на себе по большому счету этого не почувствовал, фурор и возмущение в прессе были огромными.

После этого стало ясно, что необходимо применять какие-то другие меры. И одной из таких мер стал рынок мощности. Если бы его не было, и не было бы у генераторов такого источника дохода, то, если базовые станции еще как-то выживут, поскольку имеют возможность значительно заработать на традиционном рынке электроэнергии, то маневренные, средние, пиковые станции, которые работают с коэффициентом загрузки в 40% и ниже, вынуждены были бы из рынка уйти. А это ускорит наступление дефицита. Необходимо будет строить новые мощности, которые обойдутся гораздо дороже. В итоге пришли к осознанию необходимости введения рынка мощности.

– Насколько я знаю, методы создания рынка мощности в разных странах – различны…

– Вы правы. Вводили их поразному. Например, в первом рынке Калифорнии, когда его конструировали, рынок мощности был предан анафеме. Считалось, что это – атавизм старого режима. При этом все говорили о калифорнийском рынке как о каком-то чуде предпринимательства.

В это же время на востоке США работали три рынка: Новой Англии, Нью-Йорк и PGM (Пенсильвания, Джерси, Мериленд) – это самый большой рынок после России. Они были выстроены на основе энергетических пулов, в которых генераторы диспетчировались безотносительно того, кому они принадлежат, исключительно по экономическим характеристикам, а расчеты регулировались финансовым путем. И вот в этих рынках, которые объединяли не одну старую вертикально интегрированную компанию, а сразу несколько, существовали обязательства по мощности, и шла своего рода торговля мощностью. На первый взгляд, эта торговля была неконкурентной, но это – только на первый взгляд. На самом деле, компании конкурировали за долю рынка и по готовности.

– Что это означает?

– Если вы демонстрируете большую готовность, у вас есть больше мощностей для продажи в этом плане, такой механизм работал где-то с середины 80-х годов прошлого века. И эту структуру сохранили и после того, как перешли к конкурентному рынку, реорганизовав вертикально интегрированные компании. Просто размазалось само понятие – кто должен отвечать за балансовую надежность. Когда были вертикально интегрированные компании, это было просто. Сама компания рассчитывала этот параметр.

Так было в Калифорнии, и все было хорошо. Потом, когда начал работать калифорнийский рынок, где 4 компании объединили в одну – создали системного оператора Калифорнии, рынка мощности не было. Был только рынок электроэнергии, причем большим распределительным компаниям, по правилам рынка, запретили заключать двусторонние контракты с генераторами, дабы избежать получения преференций от своей бывшей генерации, и обязали покупать электроэнергию только на торгах через энергетическую биржу.

Первые два года это работало очень хорошо, все были довольны, пока не пришла зима 2000–2001 года. И оказалось, что механизм не работает. Цены ушли вверх, энергетическая биржа в этой ситуации просто обанкротилась, поскольку им установили потолок в 200 долларов за 1000 Квт/ч, что, в принципе, в те времена считалось баснословной ценой, но они не смогли его обеспечить и разорились. Механизма отражения этих резко повысившихся оптовых цен в тарифах распределительных компаний не было. И те средства, которые они собирали с потребителей, не давали им возможности покупать электроэнергию на оптовом рынке. Одна из очень больших компаний – Pacific Gaz Electric – просто объявила о банкротстве.

В конце концов, этот рынок был просто закрыт. Губернатору Калифорнии пришлось покинуть свой пост. И вот только сейчас в Калифорнии выстраивается новый рынок, в том числе, там будет и торговля мощностью. Не совсем, правда, в той форме, как на востоке США, там, в основном, он в виде форвардных аукционов, в Калифорнии от этого отказались, но, в любом случае, обязательства по мощности у них будут.

– Как это обстоит в мире – понятно. А почему Вы считаете, что рынок мощности в Казахстане необходим? Кстати, в России в последние годы тоже пытаются запустить рынок мощности, но, судя по прессе, там не все гладко. В чем причины?

– В России проблема в том, что они сразу попытались реализовать самую передовую форму, которая применяется в Новой Англии и PGM. Это – форма форвардных аукционов. В 2011 году они провели конкурсный отбор мощности, но потом решили, что, видимо, в силу состояния готовности субъектов рынка, им от форвардных аукционов надо отказаться и вернуться к более традиционному рынку, когда по конкурсу определяется, сколько необходимо мощностей, а оплата производится на основании двусторонних контрактов. А те, кто не покроет свои обязательства двусторонними контрактами, должны будут либо покупать на централизованных торгах, либо оплачивать штрафные санкции.

Насколько я знаю, до конца этот вопрос не решен, он еще обсуждается, создана экспертная группа, которая рассматривает предложения, как лучше сформировать рынок мощности. Речи о том, чтобы вообще его не иметь, в принципе не идет. Некоммерческое товарищество «Совет рынка» как раз сейчас работает с американской консалтинговой компанией по вопросам формулирования критерия надежности и расчетам на его основании необходимого количества генерирующих мощностей. Так что Россия как раз не пример отказа от рынка, а наоборот. Соседняя большая система этот рынок поддерживает.

Зачем он нужен в Казахстане… Здесь такая ситуация сложилась на рынке электроэнергии, что генераторы работают, в основном, по предельным тарифам. Они сформированы по 13 группам, на которые разделены генераторы – в зависимости от типа станции, вида топлива и удаленности от его источников.

– То есть формирование цены маржинальное?

– Как раз нет. Маржинального формирования цены, как такового, нет. Ценовой сигнал отсутствует. Они все работают по двусторонним контрактам на предельных тарифах для своей группы. В результате, какую готовность демонстрируют эти станции, непонятно, по сведениям системного оператора (АО «Кегок». – Прим. «**Къ**») она их серьезно беспокоит.

– По моим данным, по итогам 2010 года с учетом фактического потребления и 10% резерва, который необходим в системе, уже наблюдается дефицит электроэнергии…

– Это действительно так. На прошедшем недавно в парламенте «круглом столе» один из управляющих директоров «КЕГОК» – Валерий Ли сообщил, что дефицит в системе на сегодняшний день составляет порядка 1000 МВт.

– То есть на практике это означает, что, если наступает час «Х», то начинаются веерные отключения…

– Даже не это. На практике это означает, что вероятность наступления этого часа «Х» резко возрастает. К этому надо либо готовиться, либо что-то делать.

– А что делать?

– Ввести рынок мощности, или, как это еще называется, рынок услуг по обеспечению надежности. Платежи в этом рынке будут каким-то образом привязаны, напрямую скорректированы с демонстрируемым генерирующими компаниями уровнем надежности.

– Как я понимаю, рынок мощности является еще и мощным стимулом для модернизации действующих мощностей и строительства новых. Поскольку сама модель расчетов построена так, что инвестор понимает, как и в какой срок он сумеет «отбить» вложенные инвестиции – за счет оплаты, которую он получает не за продаваемую электроэнергию, а за мощность…

– Да, вы правы. В Казахстане вообще ситуация по своему уникальная, поскольку в США, например, рынки мощности организовывались тогда, когда был избыток мощностей. Тогда цены были низкие, потом они росли и, причем, опережающими темпами, подавая инвесторам рыночный сигнал – строить.

А в Казахстане уже нет времени ждать, когда рынок начнет выдавать сигналы. Новая генерация нужна уже сейчас. Поэтому при формировании рынка мощности решили перенять российскую практику договоров по поставкам мощности, где применяется механизм гарантирования возврата инвестиций. Но этот механизм будет действовать по-разному.

Говорят, что одним из недостатков рынка мощности является то, что. если он и дает сигналы для строительства, то это касается маневренных станций, относительно недорогих, а для базовых станций это не работает. Вообще, эта ситуация совершенно естественна, поскольку у базовых станций – больше возможностей заработать на традиционном рынке электроэнергии. А чего Казахстану сейчас не хватает, это именно маневренной генерации, для регулирования частоты, для того, чтобы оперативно отслеживать нагрузку.

Сейчас Казахстан в этом плане полностью, особенно север, зависит от России. Юг Казахстана еще как-то, наверное, может регулироваться киргизами, но у них тоже сейчас ситуация плачевная, а Таджикистан полностью отключен от энергосистемы Центральной Азии. Сейчас для Казахстана это уже становится вопросом энергобезопасности. Без параллельной работы с Россией казахстанская энергосистема вряд ли сможет нормально функционировать.

– Давайте попробуем разобрать саму схему функционирования рынка, поскольку нас читают не только профессиональные энергетики. То есть на практике это будет выглядеть следующим образом: я обязуюсь построить такое-то количество мощностей и у меня появляется какой-то особый тариф, который позволяет мне рассчитать время окупаемости затрат. Правильно?

– Да. В принципе, все именно так. Каким образом работает механизм гарантирования поставки мощности – в каждом индивидуальном случае будет по-разному. Это может быть только покрытие инвестиционных затрат…

– За счет государства?

– За счет того, кто покупает. За счет какого-то тарифа, может быть, индивидуального по договору. Хотя, понимаете, кто будет гарантом, и кто будет осуществлять платежи, пока остается за скобками, для меня, во всяком случае. Кроме того, генераторы могут зарабатывать еще и в рынке электроэнергии, если есть конкурентный рынок. Если такого нет, то, видимо, им опять установят что-то в виде предельного тарифа. То есть, появится какая-то 14-я группа специально для этой станции – с тем, чтобы, с одной стороны, обеспечить возврат инвестиций, и, с другой – чтобы у нее не было сверхприбыли.

– Как я понимаю, рынок мощности дает стимул не только к новому строительству, но и к модернизации действующих станций…

– Безусловно. Особенно для тех станций, которые не работают особенно много, коэффициент использования которых – не очень большой. Это дает им стимул для модернизации. Причем, если показатель готовности мощностей будет фигурировать в формуле платежа, это даст толчок к поддержанию своего генерирующего оборудования на более высоком уровне, что, в свою очередь, повышает общую надежность всей энергосистемы.

Сейчас, например, в Казахстане – уже дефицит. Все, что может работать – уже работает. А действующие предельные тарифы никак не связаны с готовностью мощностей. Если генератор потеряет какие-то киловатт-часы из-за того, что не готово оборудование, то они ему все равно возместятся. Если же будет тариф на мощность, привязанный к готовности оборудования, то генератор сразу финансово почувствует, если у него начнут выходить из строя агрегаты, или будут какие-то ограничения по нагрузке в связи с неготовностью.

Следующее достоинство рынка мощности – в том, что существующие сейчас предельные тарифы придется разбить на две составляющие. Одна из них будет по мощности – платежи за мощность, привязанные к готовности оборудования, одна – тенге за Кв\ч, собственно, за поставленную электроэнергию. И тогда эту подсекцию электроэнергетического рынка легче будет сделать более конкурентной. Потому что так, как это работает сейчас, даже до введения предельных тарифов, рынок в той форме, в какой он есть в Казахстане, свою полезность уже изжил. Он тянет назад. И в смысле конкуренции, и в смысле энергоэффективности.

Рынок был построен исключительно на двусторонних контрактах. В принципе, может быть, это и не так уж плохо. Но спотового рынка в достаточном объеме не было, чтобы был какой-то ценовой сигнал. Самым неудачным в этой конструкции было то, что двусторонние контракты обязаны были исполняться физически.

– Поясните, пожалуйста…

– То есть, я уверен, что сплошь и рядом были ситуации, при которых какая-то станция, в которой дорогое производство, имела контракт на свою полную нагрузку, полную мощность, а станция, более эффективная с точки зрения производства электроэнергии, была в какие-то часы недозагружена. Тем не менее, диспетчер обязан был загружать ту станцию, у которой был контракт.

Вообще-то, такие вещи очень легко регулируются финансовыми методами. Контракты на поставку выполняются физически, по экономическим показателям, а затем между компаниями производятся финансовые расчеты , как это делается в России, в США …

– То есть, как я понимаю, диспетчер максимально задействует сначала самую дешевую станцию, а потом необходимый объем добирает с более дорогих…

– Конечно. К сожалению, этот элемент диспетчирования в казахстанском рынке полностью потерян, и восстанавливать его сейчас – тяжело. Хотя здесь ресурсы энергоэффективности неисчерпаемы – просто за счет модели рынка.