

СОВЕТ РЫНКА

ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ
ОПТОВОЙ И РОЗНИЧНОЙ ТОРГОВЛИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ И МОЩНОСТЬЮ

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО

Пономарев Д.В.
Председатель Правления

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ организации долгосрочного рынка мощности и системы договоров о предоставлении мощности

Москва
Апрель 2010

- **Мощность** – особый товар, продажа которого для производителя означает готовность к производству электроэнергии и покупка которого для потребителя гарантирует ему возможность приобретения необходимого объема электроэнергии
- С **1 июля 2008 года** в России действует переходная модель рынка мощности, в настоящее время 60% мощности продается по свободным ценам (с 1 июля - 80% и полная либерализация с 1 января 2011 года)
- Выручка от продажи мощности составляет в среднем **50%** в объеме годовой выручки генерирующих компаний. Годовой оборот оптового рынка мощности составил в 2009 году порядка **331 млрд.** рублей
- В настоящее время порядка **60%** генерирующих мощностей требуют срочной и глубокой модернизации
- Общий объем инвестиционной программы по строительству новых генерирующих мощностей в России (ценовые зоны) до 2020 года составляет около **50 ГВт.**

- Обеспечение долгосрочной надежности – предупреждение дефицита в энергосистеме
- Минимизация совокупной стоимости электроэнергии и мощности для потребителей
- Формирование наиболее эффективной структуры генерации
- Формирование региональных ценовых сигналов для развития генерации, потребления и сетей
- Повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий поставщикам
- Стимулирование инвестиционного процесса в создание и модернизацию основных фондов

Новая модель рынка мощности вводится на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка (I – Европа, Урал и II – Сибирь) (за исключением регионов Приморского и Хабаровского краев, Амурской, Магаданской, Сахалинской, Камчатской, Калининградской и Архангельской областей, Еврейской автономной области, республик Якутия и Коми)

Ценовые зоны разбиваются на зоны свободного перетока, которые учитывают планируемые ограничения поставок мощности между ними



В рамках конкурентного отбора ежегодно на четыре года вперед:

- **Системный оператор определяет (с учетом заявок потребителей) прогноз и структуру потребления, величину необходимого резерва и задает кривую спроса**
 - **Поставщики подают ценовые заявки, формируя ценовое предложение**
 - **По итогам конкурентного отбора определяются:**
 - генерирующие объекты, мощность которых необходима в году поставки
 - цены продажи мощности по итогам конкурентного отбора
 - цены покупки мощности по итогам конкурентного отбора по ЗСП
- и формируются обязательства поставщиков по поставке мощности**

На этапе подготовки к конкурентному отбору

- **ФАС России проводит анализ конкуренции в зонах свободного перетока и определяет**
 - зоны свободного перетока с ограниченной конкуренцией –при проведении отбора мощности **предельный уровень**, утверждаемый Правительством РФ
 - зоны свободного перетока, в которых есть конкуренция – отбор проводится **без предельного уровня**
- **Участники оптового рынка направляют в ФАС России сведения об аффилированности** (после выхода постановления о правилах антимонопольного контроля)
 - ФАС может определить особые условия участия в конкурентном отборе некоторых поставщиков

При проведении отбора

- Контроль экономической обоснованности цен в заявках

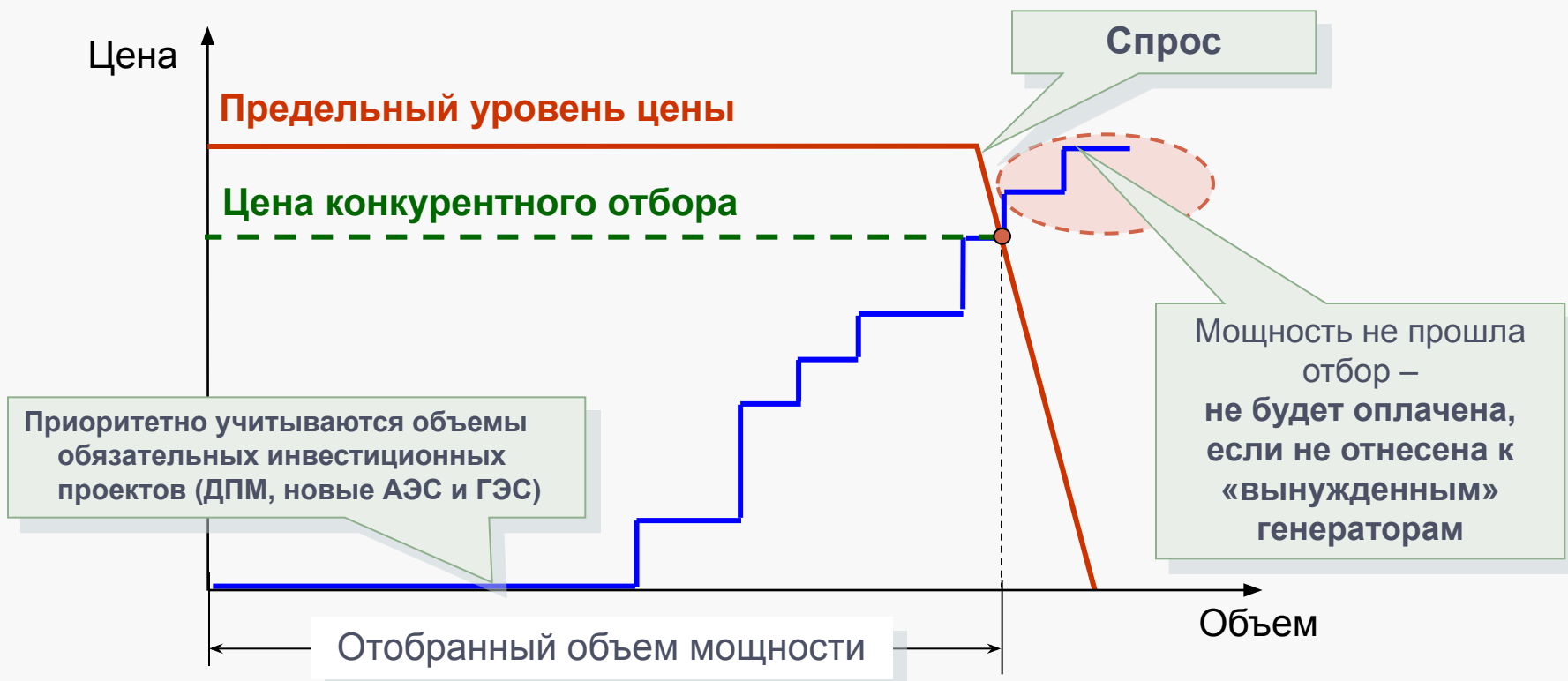
После проведения отбора

- При выявлении ФАС случаев манипулирования ценами возможность отмены результатов конкурентного отбора по решению Наблюдательного совета НП «Совет рынка» и проведения повторного отбора

Для повышения конкуренции: на основе анализа результатов отбора принимаются меры для расширения (объединения) зон свободного перетока

При проведении конкурентного отбора:

- Поставщики подают заявки с ценами, не выше предельного уровня цены на мощность, формируя кривую предложения (заявки с ценами выше предельного уровня не рассматриваются)
- Отбирается мощность генерирующих объектов, технические параметры которых обеспечивают функционирование энергосистемы



Особенности проведения конкурентного отбора без ценового ограничения:

- Поставщик, владеющий значительной долей генерации в ЗСП, может подать ценовую заявку только на объем мощности, не превышающий 15% (10% во 2-ой ценовой зоне) мощности в ЗСП, а на остальной объем – подается ценопринимая заявка
- 15% наиболее дорогого предложения (10% во 2-ой ценовой зоне) не формирует маржинальную цену конкурентного отбора
- Отбирается мощность генерирующих объектов, технические параметры которых обеспечивают функционирование энергосистемы, НО цена отбора определяется без учета технических параметров

Определение цены без учета технических параметров



Отбор с учетом технических параметров



Действующие АЭС/ГЭС участвуют в конкурентных отборах на общих основаниях, однако

- в 2011-2012 годах возможна надбавка к цене мощности действующих АЭС и ГЭС в качестве инвестиционной составляющей (устанавливается ФСТ)
- с 2013 года – при нехватке средств с оптового рынка на безопасную эксплуатацию устанавливается надбавка к рыночной цене мощности в следующем периоде

Новые АЭС/ГЭС

- продают мощность по договорам, аналогичным ДПМ
- наделены возможностью нештрафуемой отсрочки ввода в промышленную эксплуатацию в пределах 1 года (при уведомлении об этом за год до исходной даты)
- цену для новых объектов устанавливает ФСТ, при этом должна быть учтена выручка от продажи электроэнергии и объем средств, полученных в рамках ЦИС или инвестиционной составляющей тарифа
- срок действия ДПМ для АЭС/ГЭС – 20 лет при расчетном сроке окупаемости – 30 лет

- В рамках реформирования РАО ЕЭС России были сформированы генерирующие компании (ОГК/ТГК), контрольные пакеты акций которых в рамках выкупа дополнительных эмиссий были приобретены новыми собственниками
- Цены продажи акций и объемы эмиссий были рассчитаны, исходя из необходимости обеспечить финансирование инвестиционных программ, список которых был первоначально утвержден Советом директоров РАО ЕЭС России
- **ОГК/ТГК и, в их лице, их основные собственники имеют безусловную обязанность по исполнению инвестиционных программ**



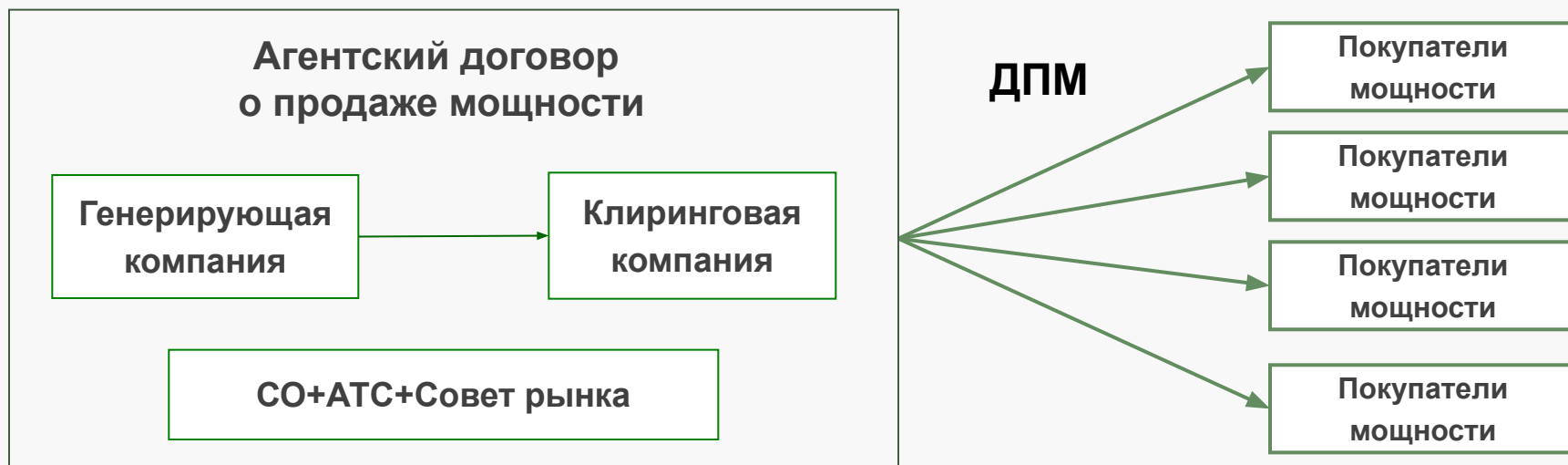
Модель рынка мощности содержит набор положений, стимулирующих заключение и исполнение Договоров о предоставлении мощности

- + конструкция ДПМ повышает уровень гарантий оплаты
- + в случае подписания ДПМ включенные в них объекты учитываются в приоритете на конкурентных отборах по отношению к действующей генерации
- + оплата возведенных или модернизируемых по ДПМ объектов будет осуществляться в течение 10 лет по гарантированной цене, исходя из расчетной окупаемости в 15 лет

Одновременно:

- неподписание ДПМ или просрочка выполнения обязательств более, чем на год, приводят к ограничению ценовой стратегии поставщика по участию в КОМ и продаже отобранной мощности по тарифу
- в случае неисполнения или несвоевременного исполнения ДПМ ОГК/ТГК несут ответственность из расчета 25% от стоимости инвестиционной программы за каждый объект строительства или модернизации

(!) Уже сейчас выявлены случаи несоблюдения первоначальных графиков по ДПМ (ОГК 2, ОГК 3, ТГК 2, 4, 5, 6, 9, 12, 13)



- ОГК/ТГК заключают агентский договор по типу поручения с Клиринговой организацией (ЗАО «ЦФР») для организации продажи мощности покупателям – субъектам оптового рынка
- Клиринговая организация заключает Договоры о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ) с покупателями – субъектами оптового рынка от имени и по поручению ОГК/ТГК
- Сторонами Агентского договора являются также Системный оператор, Администратор торговой системы и НП «Совет рынка»

Плата за мощность по ДПМ в зависимости от региона, типа топлива и установленной мощности генерирующего объекта с учетом WACC 14% (тыс. руб./МВт·месяц):

Кклим	Топливо	Газ			Уголь	
	МВт	> 250 МВт	150 - 250 МВт	< 150 МВт	> 225 МВт	< 225 МВт
1	Юг *	500	617	771	1 048	1 130
1,075	Юг Волги-Азов	494	609	762	1 035	1 116
1,15	Центр	524	647	810	1 100	1 187
1,225	Урал	554	685	858	1 165	1 257
1,3	Сибирь *	828	976	1 169	1 647	1 779

* цена рассчитана с учетом коэффициента сейсмичности равного 1,09 для Юга и 1,1 для Сибири

Кроме климатического, к капитальным затратам применяются иные коэффициенты

- сейсмичности (1,06 – 1,13 для различных зон сейсмического районирования)
- отсутствие резервного топлива (0,95 при отсутствии резерва)

а также учет доходов с рынка электроэнергии по Методике Минэнерго



- **Максимальная цена на мощность для проведения конкурентного отбора на 2011 год:**
 - 112,5 тыс.руб. за МВт для первой ценовой зоны
 - 120,35 тыс.руб. за МВт для второй ценовой зоны

Для проведения конкурентных отборов на последующие годы значения максимальной цены на мощность устанавливаются Правительством РФ по предложению ФСТ России

- **Минимальная цена продажи мощности по результатам конкурентного отбора:**
 - Минимальный тариф тепловой генерации в ценовой зоне с ежегодной индексацией
 - Применяется только в тех ЗСП, где при проведении конкурентного отбора применяется Максимальная цена на мощность

Улучшение инвестиционного климата в электроэнергетике России

- появление долгосрочных ценовых параметров рынка и уровней оплаты по объектам ДПМ
- переход на систему долгосрочных договоров купли – продажи мощности (ДПМ и договоры по итогам КОМ)
- формирование региональных ценовых сигналов, а также уровней и условий оплаты, стимулирующих модернизацию действующих мощностей

Повышение привлекательности рыночных механизмов ценообразования для потребителей

- повышение прозрачности ценообразования на мощность
- внедрение новых качественных и стоимостного критериев в систему отбора генерирующих мощностей и, как результат, сокращение числа неэффективных электростанций
- появления возможности долгосрочного прогнозирования цены на мощность и управления своими затратами на электропотребление
- в перспективе – повышение эластичности рынка в результате перераспределения нагрузки с оплаты мощности на оплату электроэнергии