

# 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

АБАКАН  
ФЕВРАЛЬ 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 **76,1 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

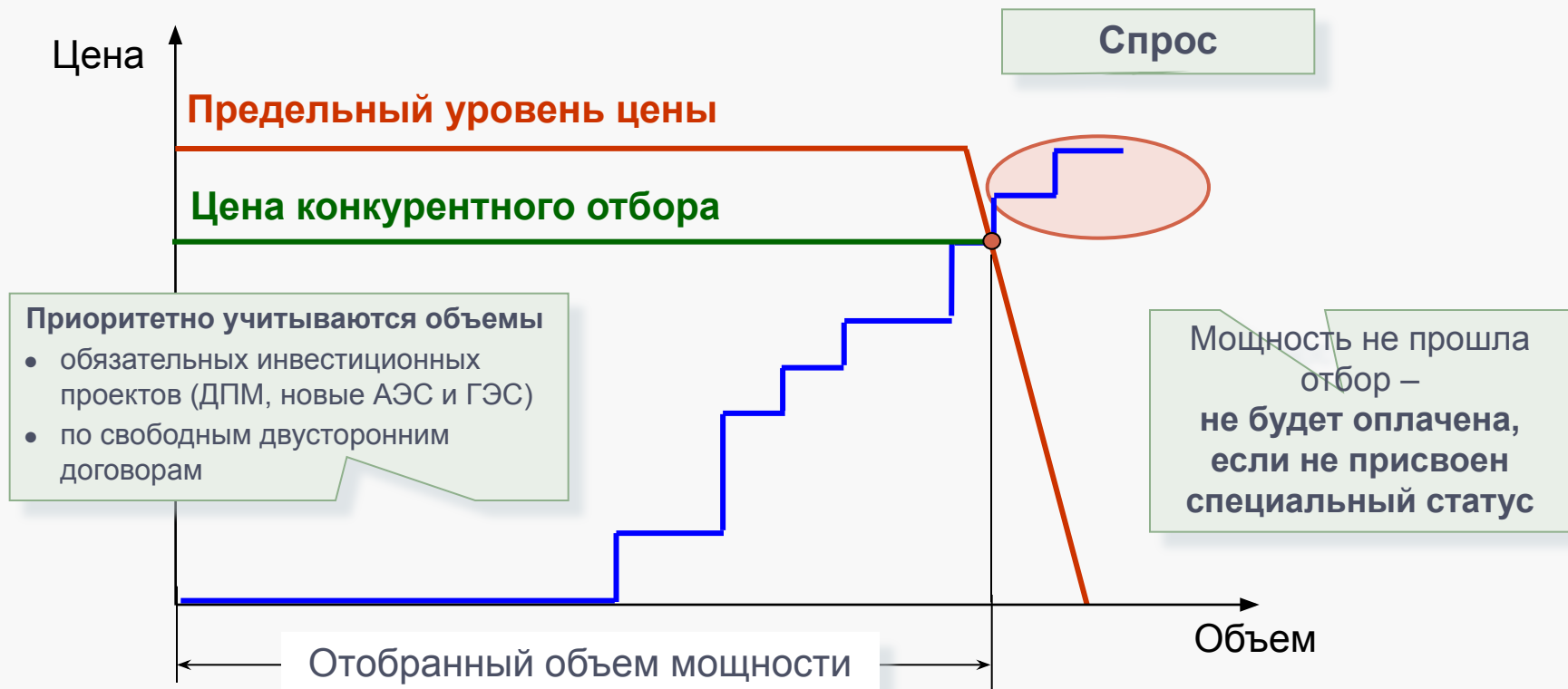
**Конкурентный рынок мощности вводится на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка (I – Европа, Урал и II – Сибирь) (за исключением регионов Приморского и Хабаровского краев, Амурской, Магаданской, Сахалинской, Камчатской, Калининградской и Архангельской областей, Еврейской автономной 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 заявки, формируя кривую предложения
- используется предельный уровень цены на мощность, определенный актом Правительства РФ




### **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**



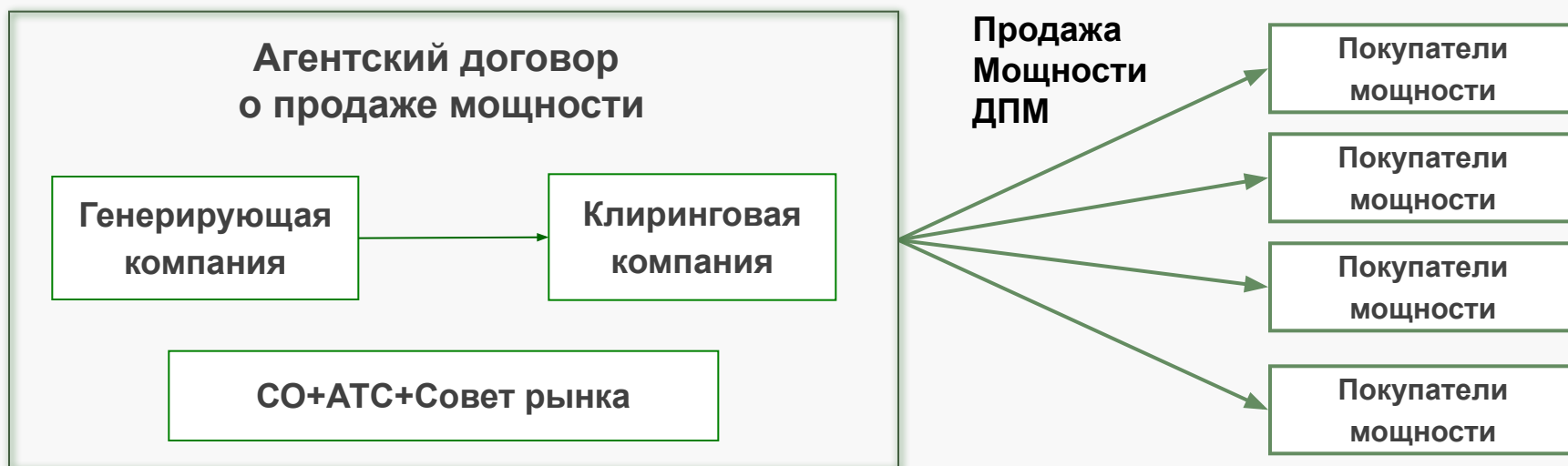
**Модель рынка мощности содержит набор положений, стимулирующих заключение и исполнение Договоров о предоставлении мощности**

- + конструкция ДПМ повышает уровень гарантий оплаты
- + списки возводимых и модернизируемых объектов для целей заключения ДПМ были актуализированы Министерством энергетики РФ
- + 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 осуществляется в течение 10 лет по гарантированной цене исходя из расчетной окупаемости в 15 лет

### Одновременно:

- не подписание ДПМ или просрочка поставки 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





- 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 (тыс.руб./МВт·месяц):**

К <sub>КЛИМ</sub>	Топливо	Газ			Уголь	
	МВт	> 250 МВт	150 - 250 МВт	< 150 МВт	> 225 МВт	< 225 МВт
1	Юг *	554	651	778	1 240	1 338
1,075	Юг Волги-Азов	547	643	768	1 225	1 321
1,15	Центр	581	683	817	1 302	1 404
1,225	Урал	615	724	867	1 379	1 488
1,3	Сибирь *	844	996	1 195	1 588	2 027

\* 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)
- невыполнение требований по выбросам загрязняющих веществ (0,85 для станций, не отвечающих указанным требованиям)

**а также учет доходов с рынка электроэнергии по специальной методике**

- **Предельный уровень оплаты мощности на 2011- 2013 годы:** средний тариф на мощность для тепловой генерации, очищенный от амортизации и инвестиционной составляющей плюс поддерживающие инвестиции = 151 тыс.руб. за МВт для первой ценовой зоны, 182 тыс.руб. за МВт для второй ценовой зоны в 2011 с ежегодной корректировкой на инфляцию
- **Предельный уровень оплаты мощности на 2014- 2021 годы:** средний тариф на мощность для тепловой генерации, очищенный от амортизации и инвестиционной составляющей плюс инвестиции на модернизацию = 300 тыс.руб. за МВт для первой ценовой зоны, 405 тыс.руб. за МВт для второй ценовой зоны в 2014 с ежегодной корректировкой на инфляцию
- **Предельный уровень оплаты мощности после 2021 года:** средний тариф тепловой генерации, очищенный от амортизации и инвестиционной составляющей = 80 тыс.руб. за МВт для первой ценовой зоны, 156 тыс.руб. за МВт для второй ценовой зоны в 2021 с ежегодной корректировкой на инфляцию

**Долгосрочные ценовые уровни оплаты мощности устанавливаются  
Правительством РФ**

### 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 – повышения эластичности рынка в результате перераспределения нагрузки с оплаты мощности на оплату электроэнергии

**Спасибо за внимание**