Рынок электроэнергии (мощности) РФ с 2011 г. : Новые правила игры

П.В. Струнилин

Вице-президент по энергетике ТНК-ВР

Директор Некоммерческого партнерства
«Сообщество покупателей оптового и розничного рынков электроэнергии (мощности)»
www.np-ace.ru

Москва, октябрь 2010 г.

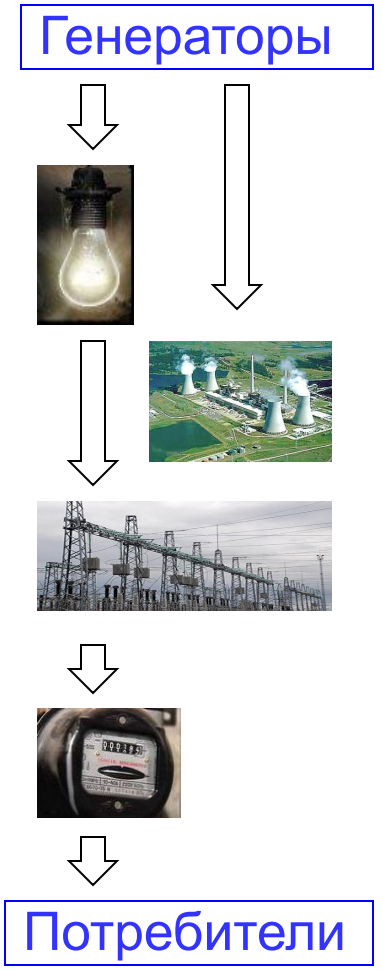
Содержание

1. Общая структура рынка
2. Горизонты планирования рынка
3. Субъектный состав рынка
4. Изменения Правил рынка:
    - 4.1 Рынок электроэнергии
    - 4.2 Рынок мощности:
        - Договоры на поставку мощности (ДПМ)
        - Долгосрочный конкурентный отбор мощности (КОМ)
        - Возможности планирования потребления
        - Участие Сообщества покупателей в изменении Правил рынка
5. Резюме

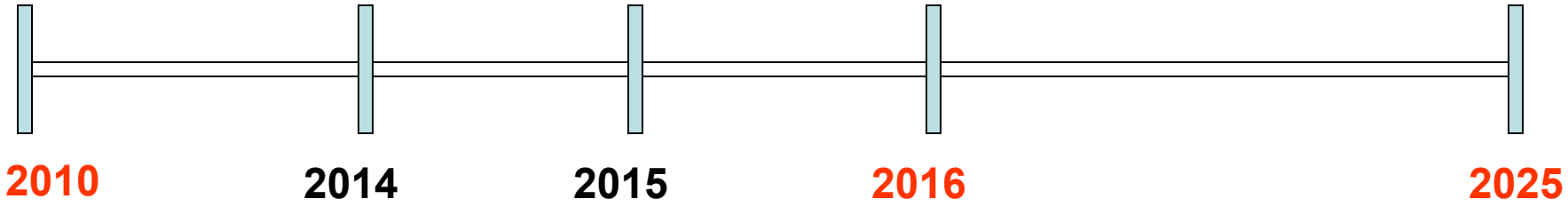
Общая структура рынка

Составляющие Рынка электроэнергии:

№	Товар/услуга	Описание	Стоимость
1	Электроэнергия	Основной продукт	Топливные затраты электростанций + маржа
2	Мощность	Возможность покрыть пиковую нагрузку	Постоянные затраты электростанций + маржа
3	Передача электроэнергии	Физическая доставка электроэнергии от генератора к потребителю	Содержание и доходность сетей, потери энергии
4	Сбытовые услуги	Покупка на оптовом рынке и продажа розничным потребителям	Затраты энергосбытовой компании + маржа



Горизонты планирования рынка



На 4 года: Долгосрочный конкурентный отбор мощности

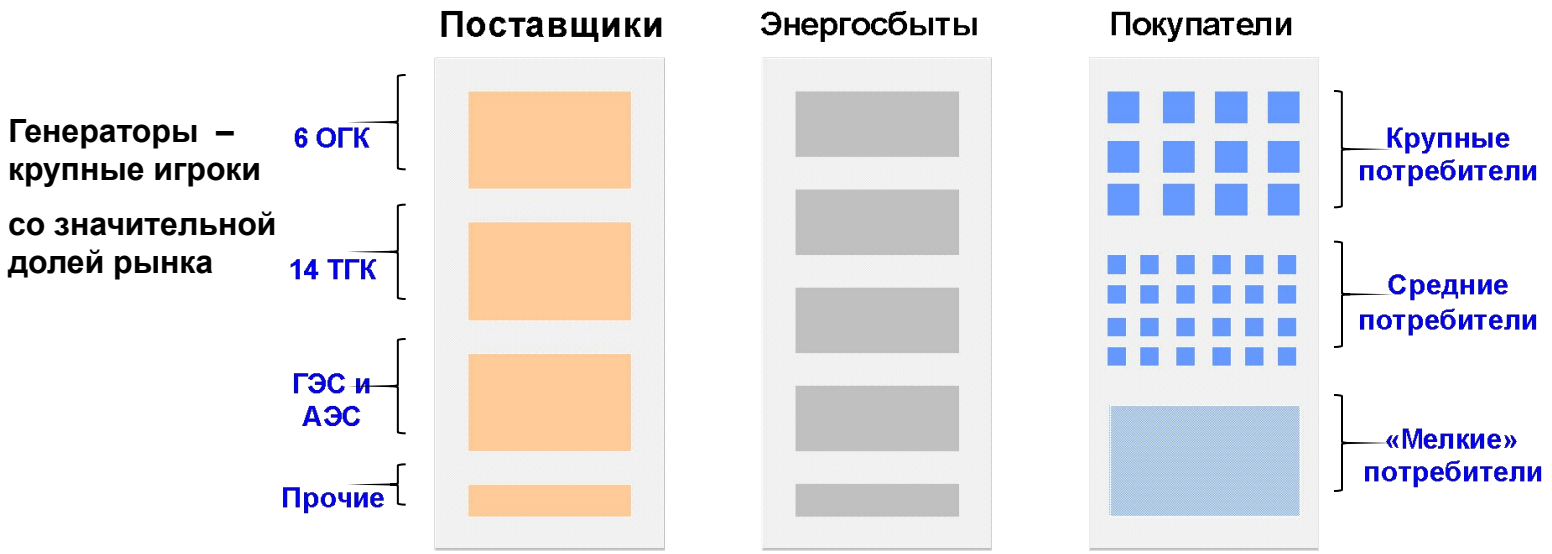
На 5-6 лет: Инвестиционные программы Росэнергоатом и Русгидро

На 7 лет: Схема и программа развития ЕЭС

На 15 лет: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики

Программа развития ЕЭС

Субъектный состав рынка



Даже самые крупные потребители – значительно меньше поставщиков электроэнергии.

Большая часть – мелкие и средние потребители

Энергосбытовые компании (ГП), с одной стороны, являются практически локальными монополистами каждый в своем регионе по покупке электроэнергии на оптовом рынке, с другой стороны - занимаются максимизацией своей прибыли и никак не заинтересованы снижать цены конечным потребителям.

У потребителей отсутствует рыночная сила, поэтому рынок электроэнергии и мощности переходной модели – это «рынок продавцов».

Рынок электроэнергии

С 2011 г. не ожидается значительных изменений в структуре рынка электроэнергии. Остаются следующие основные секторы:

Горизонт планирования	Сектор рынка	Комментарии
Сутки поставки (Х)	**Балансирующий рынок (БР)**	Покупка отклонений фактических объемов от РСВ
Сутки (Х-1)	**Рынок на сутки вперед (РСВ)**	Более 95% всех объемов покупки в РФ в 2010 г. осуществляется в этом секторе
1 неделя (сутки Х-7)	**Выбор состава ген. Оборудования (ВСВГО)**	Не формирует договоры для потребителей, но оказывает значительное влияние на цены РСВ.
≥ 1 месяца	**Свободные двусторонние договоры (СДД)**	Инструмент хеджирования рисков долгосрочных колебаний цен свободного рынка для потребителей и генераторов. В данный момент не развит в России.

В данный момент НП «Совет рынка» ведет разработку предложений по оптимизации работы данных секторов рынка с 2011 г.:

- Стимулирование генераторов к заключению свободных двусторонних договоров за счет исключения данных объемов из оборота РСВ и распределения неплательщиков (Сев. Кавказ и прочие)
- Выделение оплаты разницы узловых цен (РУЦ) в отдельные договоры.
- Торговля правами на передачу электроэнергии по сетям в расчетной модели РСВ.
- Повышение прозрачности механизмов выбора состава ген. оборудования

Договоры на мощность

Виды договоров на мощность с 01.01.2011г. :

№	Тип договоров	Привязка и распределение стоимости
1.	Договоры на поставку мощности (ДПМ)	Равномерно на потребителей по всей ценовой зоне (Европ.часть, Сибирь)
2.	Вынужденные режимы (ВР)	
2.1	Системные генераторы (СГ)	Равномерно по зоне свободного перетока мощности (ЗСП)
2.2	ТЭЦ, вынужденные работать по теплу/как сети (ВР)	Равномерно на всех потребителей региона
3.	Новые ГЭС/АЭС	Равномерно на потребителей по всей ценовой зоне (Европ.часть, Сибирь)
4.	Свободные договоры на мощность	Индивидуальные договоры между покупателями и генераторами
5.	Договоры по результатам долгосрочного конкурентного отбора	Покупка объема мощности с К резервирования, не купленного по другим видам договоров

Новые мощности - ДПМ

- Обязательные к заключению покупателями договоры на новую мощность по инвестпрограмме, разработанной РАО ЕЭС (ГОЭЛРО-2).

- Объем вводов по таким договорам составляет около 30 ГВт мощности до 2015 г. (при существующей совокупной мощности электростанций ЕЭС ~ 200 ГВт).

- НП «Совет рынка» провел предварительные расчеты цены оплаты мощности по договорам ДПМ (для сравнения, цены в Европейской части РФ составляют 500-1000 руб./кВт/мес. при существующем среднем тарифе генераторов – 115 руб./кВт/мес.)

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 *	845	996	1 194	1 680	1 815

Конкурентный отбор мощности - КОМ

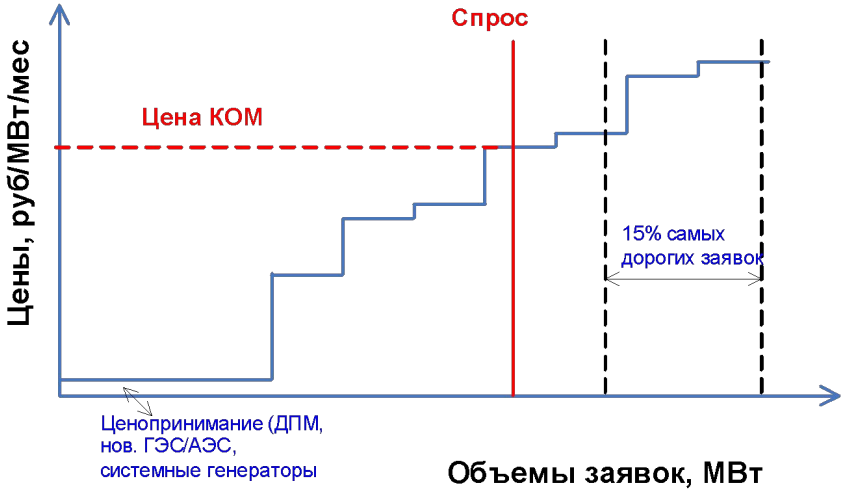
Долгосрочный конкурентный отбор мощности (КОМ) с маржинальной ценой

Отбор проводится за 4 года до периода поставки и дает гарантию оплаты генераторам на 1 год:

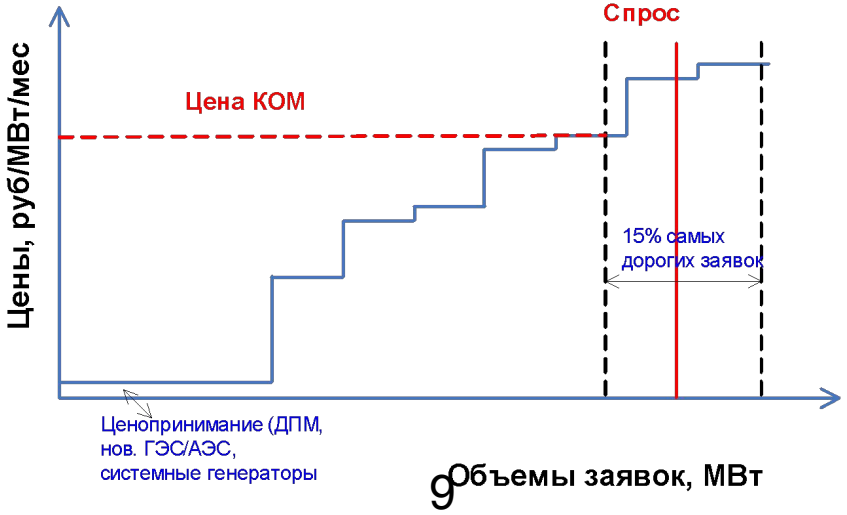
- **в 2010 г. пройдет отбор на 2011 г.**
- **в 2011 г. пройдут отборы на 2012-2015 гг.**
- **в 2012 г. – на 2016 г.** и далее по одному отбору **ежегодно на 4 года вперед.**

Возможны два случая ценообразования в КОМ:

Вариант 1. Если спрос не попал в 15% самых дорогих заявок, то формируется маржинальная цена по самому дорогому из отобранных генераторов:



Вариант 2. Если спрос попал в 15% самых дорогих заявок, то формируется маржинальная цена без учета этих 15% самых дорогих заявок:



Возможности покупателей – планирование потребления

Для потребителей предлагается 2 варианта функционирования в долгосрочных отборах:

Вариант 1. Не планировать собственное потребление.

- Прогноз спроса на 4 года вперед и расчет необходимого уровня резервов (Кплан) осуществляются Системным оператором (СО-ЦДУ).
- Так как СО отвечает только за надежность энергоснабжения, и не отвечает за цены на рынке, то он будет заинтересован в завышении как прогнозного спроса, так и Крез.
- Если потребление окажется ниже прогноза, то такие потребители все равно оплатят всю отобранную генерацию в КОМ за счет увеличения коэффициента резервирования (Кфакт).

Вариант 2. Планировать потребление на 4 года вперед

- В этом случае потребитель оплатит мощность с на электроэнергию с плановым резервом – Кплан (защищен от ошибок прогноза спроса Системным оператором)
- Однако, малейшие отклонения как вниз, так и вверх от плановых объемов будут штрафоваться:
  - В случае отклонений вниз он не сможет перепродать излишне-оплаченную мощность
  - Объемы отклонений вверх:
    - оплачиваются по максимуму из цены КОМ, увеличенной на 25%, и цены ДПМ.
    - Крез оплачивается по максимуму из планового и фактического.

Вывод: В предложенной модели рынка потребителю выгодно планировать потребление на 4 года вперед, если только он это делает с точностью 100%.

Влияние позиции покупателей на Правила рынка

НП «Сообщество покупателей электроэнергии» на протяжении 2008-2010 гг. участвовало во всех обсуждениях и направляло официальные письма со своей позицией в НП «Совет рынка», а также в министерства и ведомства РФ. Результаты работы над концепцией долгосрочного рынка:

№	Развилка	Позиция НП покупателей	Позиция поставщиков	Вариант, принятый в ПП РФ № 89	Результат
1.	Уровень доходности на капитал (WACC) для ДПМ	6% в реальном выражении	13,6% в реальном выражении	7,5% в реальном выражении (соответствует номинальной ставке 14%)	+ / -
2.	Снижение оплаты на размер терминальной стоимости станций	Учитывать в размере 25% от Capex	Не учитывать	Учтена в размере 10% от Capex	+ / -
3.	Ограничение уровня оплаты старой мощности в КОМ	Предельный уровень оплаты не выше среднего тарифа – 115 руб./кВт/мес.	По цены новых мощностей – 500 руб./кВт/мес.	Ограничение в размере 118 руб./кВт/мес. вводится ФАС лишь в случае отсутствия конкуренции; 15% самых дорогих заявок не участвуют в ценообразовании	- / +
4.	Плата за ошибки прогноза спроса СО	Невостребованные генераторы не оплачиваются	Потребители оплачивают ошибки спроса СО.	Предусмотрена возможность планирования потребления, но штрафы за отклонения очень значительны.	- / +

Из-за раздробленности интересов и отсутствия единой консолидированной позиции (как у генераторов), нам удалось лишь частично защитить интересы всех потребителей.

Вступление в НП «Сообщество покупателей» большего числа участников могло бы дать нам конкурентные преимущества в последующих обсуждениях изменений Правил рынка.

РЕЗЮМЕ

1) Из-за раздробленности интересов и отсутствия единой консолидированной позиции (как у генераторов), нам удалось лишь частично защитить интересы всех потребителей.

2) Предложенная модель долгосрочного рынка приведет к тому, что в 2011-2013 гг. цены для конечных потребителей могут вырасти еще более, чем на 50% к уровню 2010 г.

3) Столь значительный рост приведет к тому, что строительство собственной генерации и отключение от ЕНЭС станет экономически рентабельным.

4) Членство в НП «Сообщество покупателей» б**о**льшего количества участников могло бы дать конкурентные преимущества в последующих обсуждениях изменений Правил оптового и розничного рынков с регуляторами.