

НОРЭМ и розничные рынки: Основные изменения для участников

Начальник Департамента рынка
Центра управления реформой
Л. В. Ширяева

Изменения в оптовом рынке

- получение и лишение статуса субъекта оптового рынка
- система обязательных договоров
- осуществление финансовых расчетов
- планирование производства и потребления
 - подача ценовых заявок на покупку/продажу электроэнергии
- торговля электроэнергией по регулируемым ценам
- торговля электроэнергией по конкурентным ценам:
 - На сутки вперед
 - в балансирующем рынке
- торговля мощностью
- оплата потерь и системных ограничений
- антимонопольные меры
- и многое другое...

Основные изменения в регулируемом секторе

- ❑ Получают РД на объемы э/э и мощности в прогнозном балансе, датированным:
 - в 2006 г. - на 20 июля 2006 года
 - в 2007, 2008гг. и далее - на 31 декабря 2006 г.
 - Объемы потребления населения – всегда 100% (за счет увеличения поставок по РД поставщиков)
- ❑ В 2007г. – обязательная «либерализация» ~ на 5% (!учитывать 100% населения), в 2008г. и далее – от 5 до 15%
- ❑ !!! Объемы для формирования РД не меняются, даже если изменился баланс. Объемы «делятся» между старыми и новыми участниками пропорционально:
 - балансовым решениям (для «100%» участников)
 - договорному объему потребления на рознице (для частичных)
- ❑ Объемы РД могут быть снижены добровольно не более, чем на (? 5 – 15%)
- ❑ Э/э, недокупленная (перекупленная) по РД, торгуется на РСВ и по СДД
- ❑ Мощность – с 2007 г. - в отклонениях – дороже чем в РД

Изменения в ценообразовании в регулируемой части

- ❑ ЕСТЬ тарифы для поставщиков,
- ❑ НЕТ тарифов для покупателей – есть *индикативные цены* (для «привязки» по РД и для конечных тарифов на розничном рынке):
 - в 2006 г. = одноставочные тарифы 2006 г.
 - с 2007 г. – две отдельные цены – на э/э и на мощность
- ❑ с 2008 г. – метод индексации тарифов 2007 г.
- ❑ покупка в РД 3% потерь и системных ограничений:
 - стоимость потерь вычитаем из платы за услуги по передаче, !
Изменение условий договора на услуги по передаче
 - стоимость системных ограничений – из фонда разницы узловых цен

Новый товар - мощность

- ❑ По сути – право на загрузку генератора, входящего в «пул»
- ❑ Пул поставщиков – обеспечивает взаимозаменяемость и коллективную ответственность поставщиков за качество мощности в системе
- ❑ Соблюдение установленных СО характеристик поставщика:
 - Участие в регулировании частоты и напряжения
 - Соблюдение графика ремонтов и подача ценовой заявки до P_{max}
 - Конкурентное поведение в РСВ и БР
- ❑ Штрафы за непредоставление мощности

Некоторые особенные участники

- ❑ Поставщики с потребителями на шинах, приграничной торговлей, потребители с блок-станциями
 - Прозрачная диспетчеризация
 - ❑ Отдельная ГТП генерация и ГТП потребления ИЛИ (для потребителей с блок-станциями) статус участника с регулируемым потреблением
 - ❑ Отдельные заявки на производство и потребление
 - Сальдирование производства и потребления (для генерации – только в пределах норматива на собственные нужды)
 - нет «двойной» оплаты инфраструктурных платежей
 - В балансирующем рынке – возможность подачи оперативных «взаимокомпенсирующих» заявок на изменение загрузки/потребления
- ❑ Неразделенные АО-энерго (на 1 августа - 5)
 - Отдельное участие в рынке по генерации и потреблению + См. выше
- ❑ Вынужденные режимы (ГЭСы, АЭСы, технологические минимумы)
 - ❑ В РСВ – по ценоприниманию,
 - ❑ Для ГЭС:
 - ❑ Риски водности - учет в формуле индексации (отклонения объемов РД от фактической выработки)
 - ❑ Ограничения на заключение долгосрочных РД – только на объемы минимальной выработки (по маловодному году)

Привязка по РД

□ Основные принципы:

- Соблюдение планового баланса ФСТ
- Ограничения по загрузке (P_{\min} , P_{\max}), для потребителей - не превышение максимуму заявленной мощности
- Системные ограничения – «сходимость» электрических режимов
- Стоимостные равенства (обязательства покупателей по оплате = требования поставщиков)

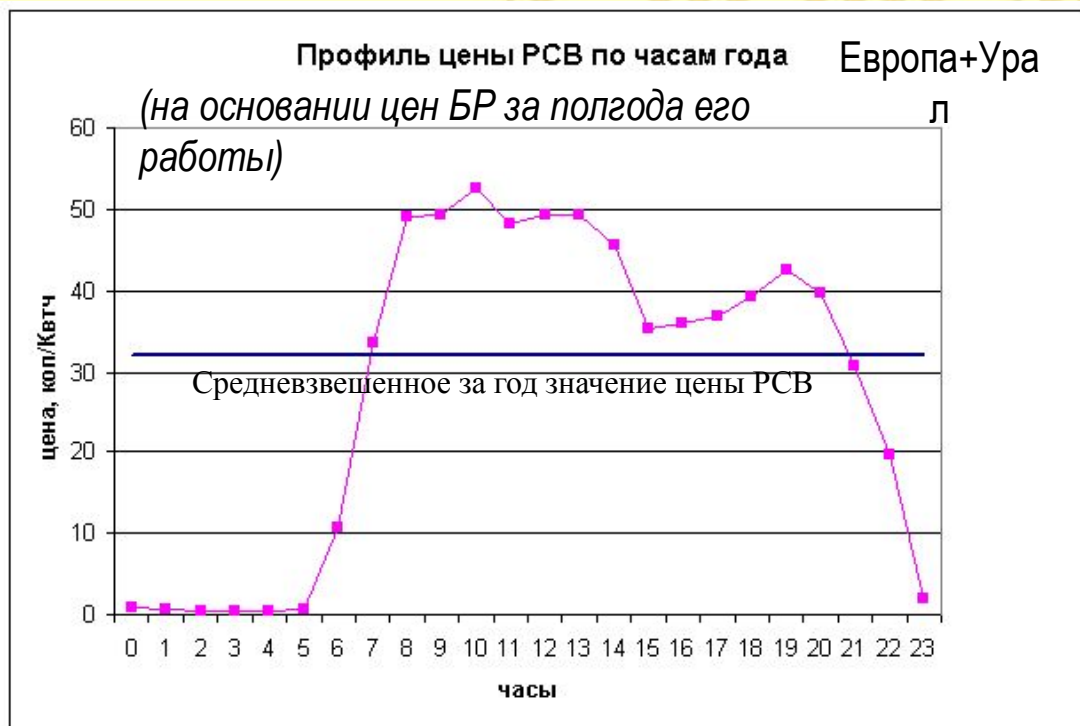
□ Основные «волнения»:

- Много «мелких» РД = иногда большое число контрагентов у одного участника
- Иногда +/- от P_{\min}
- Схема платежей!

Рынок на сутки вперед и Балансирующий рынок

- ❑ Мощность – оплачивается на 100%.
- ❑ РСВ:
 - Двусторонние договоры и аукцион на сутки вперед.
 - Ценовые заявки поставщиков, ценопринимание на Р мин, ГП (в 2006), ГЭС, экспортеры/импортеры
 - Нет «ценового» потолка
 - Вся «либерализованная» часть РД уходит в РСВ («обязательная» + «добровольная» либерализация, отклонения от РД)
- ❑ БР:
 - Сегодняшние правила, но без «срезок с тарифами» (остаются только для ГЭС и ГАЭС)

Ожидаемые цены на РСВ



- При отсутствии резких изменений внешних условий значение цены на э/э на РСВ в среднем за год прогнозируется примерно на уровне среднего тарифа покупки э/э с оптового рынка
- Поставщикам отдельно оплачивается вся мощность:
 - В 2006 году – по тарифам
 - Начиная с [X] месяца 2007г. – на % либерализации по ценам, определенным в аукционе мощности, остальное – по тарифам

По правилам НОРЭМ вынужденные режимы учитываются строго по ценоприниманию

Вероятность нулевых цен, особенно ночью

Результат: В условиях среднестатистических внешних факторов существенного роста средней цены покупки э/э и мощности с оптового рынка не прогнозируется (~ 1% в год)

Новые участники оптового рынка

□ «Полные» участники:

- Для выхода на оптовый рынок - тарифно-балансовое решение ФСТ
- Если не ГП - выход только с начала года,
(в текущем периоде – только при смене «собственника», или если ГП)
- ежегодное изменение количественных требований по участию в рынке покупателей (2МВА, затем 1, затем 750 КВА)
- после 2007 г. – все новое потребление и производство – по свободным ценам

□ «Частичные»:

- Покупка на розничном рынке **не менее [???70 - 85%] И только по двуставочному тарифу (с 2007г.)**
в 2006г. – потребления 2006 г.
в 2007г. и далее – потребления 2007 г.
- Остальное – на оптовом рынке (включая отклонения на БР)
- Для выхода НЕ требуется тарифно-балансового решения ФСТ
- Выход – каждый месяц через АТС
- Имеют тот же состав поставщиков по РД, что и ГП
- Если уходят в розницу – трансляция стоимости их пакета РД

Антимонопольное регулирование

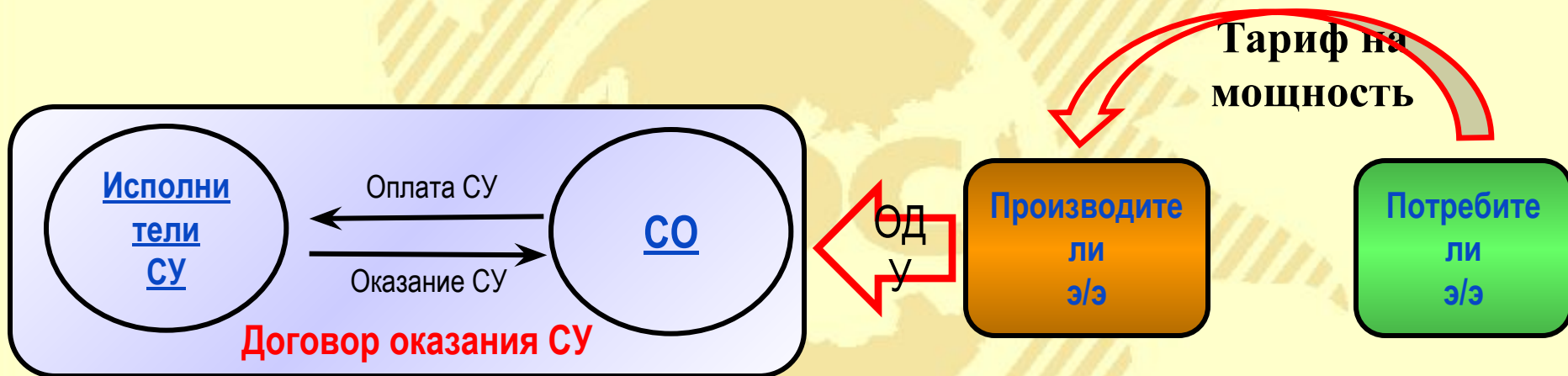
- ❑ В соответствии с порядком, утверждаемым ФАС
- ❑ Мониторинг конкурентного поведения поставщиков
- ❑ Рассмотрение «подозрительных» случаев на антимонопольной Комиссии при ФАС (или АТС)
- ❑ На основании утвержденного порядка принятие ФАС решений о фактах манипулирования ценами
- ❑ «Штраф» за неконкурентное поведение – существенное снижение платы за мощность

До начала работы нового механизма сохраняется корпоративный с административными рычагами влияния

Формирование тарифа на СУ

Рынок СУ (!!!отдельное ПП РФ)

пилотные проекты (конец 2006 г.) / запуск (1 января 2007 г)



Увеличение тарифа на услуги по ОДУ на 2007 г. на покупку СУ – на 980 млн. руб (~ 10%)

Ценообразование на СУ:

есть конкуренция – рыночная цена

нет конкуренции – тариф

Наиболее критичные моменты запуска НОРЭМ

- ❑ Вместо 85%-й оплаты мощности - 100%, НО усиление требований к генераторам
- ❑ РСВ: вместо цен с «потолком» – реальные цены, исходя из загрузки генерации
- ❑ Регулируемый сектор: вместо любого количества э/э и мощности по тарифам – **только в объемах, включенных в баланс 2006 (2007) г.** и с учетом доли либерализации
- ❑ 100% потребления населения обеспечиваются РД за счет увеличения обременения РД поставщиков
- ❑ Необходимость «делиться» РД с новыми участниками, в том числе ОПП – ГП
- ❑ Раздельная торговля мощностью - товаром

Оптовый и розничный рынок

Трансляция оптовых цен в розницу

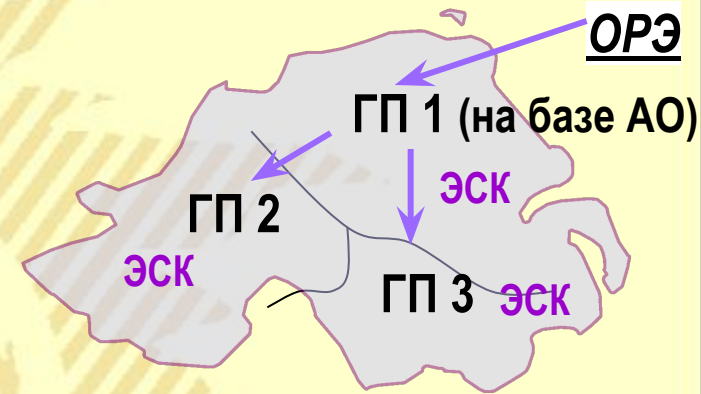
- ❑ Право продавать по розничным тарифам только объемы, купленные по РД. Кому?:
 - Населению – 100% факта потребления
 - Крупным потребителям – только пропорционально объемам 2007г. с учетом либерализации
 - Остальным – пропорционально факту потребления
- ❑ Остальное – по свободным ценам – с предельным уровнем = Цена РСВ, БР + стоимость инфраструктуры
- ❑ Роль АТС – расчет свободной цены, публикация и пр. – **публичность и прозрачность свободного сектора рынка**
- ❑ Усиление требований к крупным потребителям по почасовому учету и оплате часовых отклонений

Реальная либерализация с 2007 г. ежегодно > 5%.

Но в 2006 г. разница между объемами РД и фактическим потреблением по свободным ценам – изменение договоров - риски ГП (ЭСК)

ГП в НОРЭМ

- ❑ В 2006 году не все ГП будут иметь статус участника ОРЭ:
 - если не являются участниками ОРЭ - весь объем покупают у ГП на базе АО-энерго
- ❑ При выходе ОПП-ГП на оптовый рынок делят объемы РД с существующими участниками ОРЭМ (ЭСК)
- ❑ **1 января 2007 года** – **ВСЕ** ГП должны получить статус участников ОРЭ и самостоятельно покупать э/э с оптового рынка
- ❑ В 2006 году подают только ценопринимающие заявки на РСВ
- ❑ Регистрация ГТП генерации в отношении «крупных» производителей (установленная мощность = или свыше 25 Мвт), которые обязаны продавать э/э ГП на розничном рынке



❑ ГП имеет право на использование средств коммерческого учета, имеющихся у него момент вступления в силу Правил РД

✓ Количественные критерии по участию в ОРЭ к ГП не применяются 15

Сети

- ❑ «Котел» – обязателен для всех с 1 января 2008г., до этого – по желанию субъекта РФ
- ❑ «Нагрузочные» потери (рассчитанные по плановым режимам РСВ) – вычитаются из стоимости услуг по передаче
- ❑ ФСК – покупает э/э и мощность на оптовом рынке по утвержденным тарифам
- ❑ РСК – покупают э/э (мощность) для компенсации потерь только у ГП на розничном рынке

A large, stylized sun with rays is centered in the background. The sun is composed of a solid orange circle with a white outline, and its rays are represented by numerous thin, parallel orange lines radiating outwards. The entire scene is set against a light yellow background.

Приложения

Льготы для ГП по КУ на ОРЭ (проект Правил оптового рынка)

1 год после выхода ПОР – могут применять ПУ, имеющиеся на дату выхода ПОР. После - интервальные ПУ с хранением профилей нагрузки.

2 года после выхода ПОР – могут применять ПУ, обеспечивающие почасовой учет и хранение часовых профилей нагрузки. За 2 года используемые УП должны соответствовать требованиям ОРЭ к АСКУЭ в части сбора, обработки и передачи данных учета в НП АТС.

4 года после выхода ПОР - могут применять АСКУЭ, соответствующие требованиям ОРЭ в части сбора, обработки и передачи данных коммерческого учета в НП АТС. За 4 года ПУ должны соответствовать требованиям ОРЭ к АИИС в части измерений э/э, устанавливаемыми ОРЭ и применяемыми в отношении измерительных ТТ и ТН.

После выхода ПОР - допускается применение ПУ, обеспечивающих учет э/э суммарно на определенный момент времени (интегральный учет) с применением типовых профилей нагрузки (суточных графиков), в отношении ГТП, расположенной на сетях класса напряжения 10 кВ и ниже, и имеющих совокупную присоединенную мощность не более 2.5 процентов от общей присоединенной мощности в данной ГТП. Но, суммарно за расчетный период величина фактических почасовых объемов потребленной э/э должна быть равна показателям, полученным при интегральном учете.