



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



**Государственное регулирование на оптовом
рынке электроэнергии в 2012 году**

2012 г.
Москва



Нормативная база для установления и применения регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике в 2012 году

- **Федеральный закон №35**
- **Федеральный закон №36**
- **Постановление Правительства №1172**
- **Постановление Правительства №1178**
- **Порядок формирования сводного прогнозного баланса ФСТ России**
- **Методики расчета (индексации) регулируемых цен тарифов)**
- **Договор о присоединении к торговой системе ОРЭ**
- **Регламент №6.2 + Приложение 3.11**
- **Регламент №13.2**
- **Регламент №16**



Сводный прогнозный баланс производства и поставок э/э и мощности

Задачи формирования баланса ФСТ России

- удовлетворение спроса потребителей электрической энергии и мощности
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей
- минимизация затрат на производство и поставку электрической энергии (мощности)
- обеспечение сбалансированности суммарной стоимости электрической энергии и суммарной стоимости мощности, поставляемой на оптовый рынок электрической энергии (мощности) и отпускаемой с него
- Соблюдения качества электрической энергии

Применение утвержденного баланса ФСТ России

- расчетов тарифов (цен) на электрическую энергию и мощность и размеров платы за указанные в Основах ценообразования услуги, устанавливаемых Федеральной службой по тарифам и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов
- заключения участниками ОРЭМ договоров купли-продажи электрической энергии и мощности на оптовом рынке в соответствии с Правилами оптового рынка



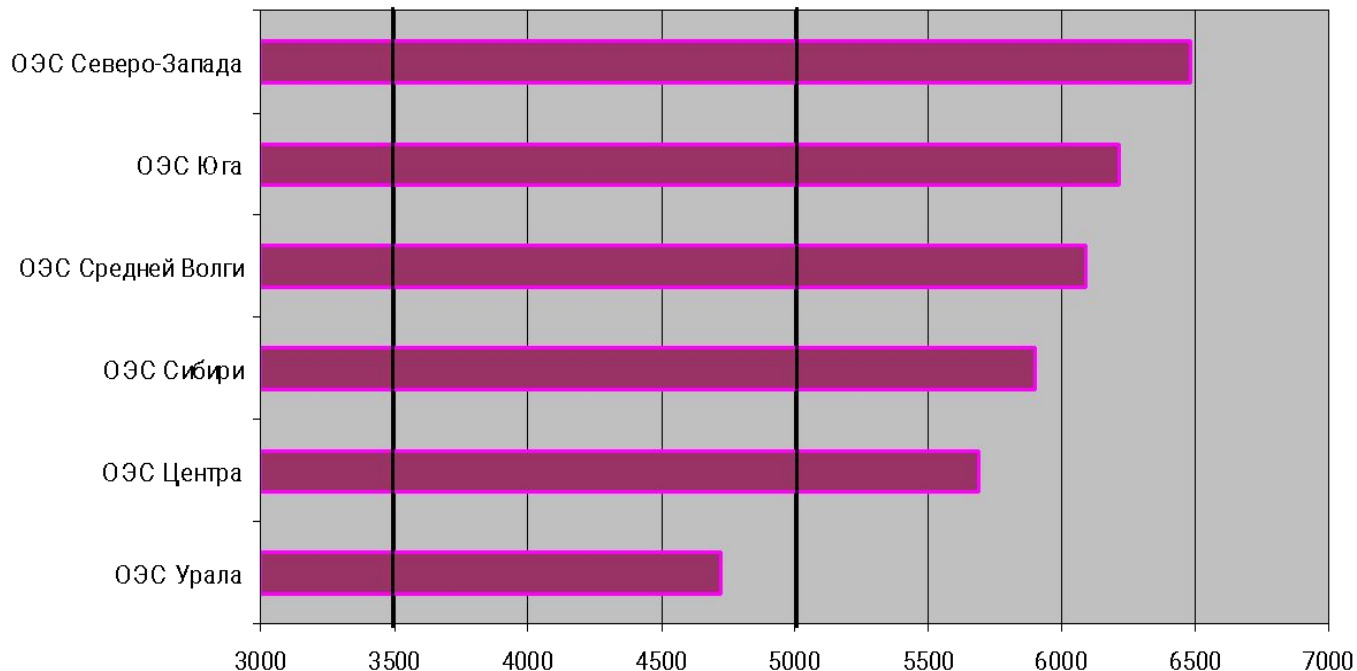
Изменения порядка формирования баланса ФСТ в части учета поставщиков

- В балансовом решении по поставщикам выделяются объемы поставки электрической энергии и мощности населению и приравненным к нему категориям потребителей;
- В балансовом решении по поставщикам выделяются объемы поставки электрической энергии и мощности потребителям, функционирующим на территориях с особенностями функционирования оптового и розничного рынков;
- В совокупности объемы поставки электрической энергии и мощности вышеуказанным группам потребителей не могут превышать 35% полных балансовых объемов;



При формировании балансовых решений ФСТ России по населению и приравненным к нему группам вводиться дополнительное ограничение: диапазон по соотношению поставляемой электрической энергии и мощности

График ЧЧИ по населению и приравненным к нему категориям потребителей в 2010 году по ОЭС России





$$\Lambda_i = \frac{T_{год} \times D_{замер} \times \sum_{h \in H} V_{i,h}^{\mathcal{E},замер}}{T_{замер} \times \sum_{d \in D_i} \max_{h \in d^{co}} (V_{i,h,d}^{M,замер})}$$

- $T_{год}$ - количество часов в календарном году, к которому относится период проведения контрольного замера
- $D_{замер}$ - количество рабочих дней в периоде проведения контрольного замера
- $V_{i,h}^{\mathcal{E},замер}$ - фактический объем электрической энергии, поставленной ГП в i -ой точке поставки покупателя (потребителя) в час h периода проведения контрольного замера (фактический объем электрической энергии, поставленной ГП по всем точкам поставки покупателя (потребителя) в совокупности в час h периода проведения контрольного замера), кВт-ч;
- $h \in H$ - множество часов h в периоде проведения контрольного замера
- $T_{замер}$ - количество часов в периоде проведения контрольного замера
- $V_{i,h,d}^{M,замер}$ - мощность, соответствующая фактическому объему электрической энергии, поставленной ГП в i -ой точке поставки покупателя (потребителя) в час h периода проведения контрольного замера (мощность, соответствующая фактическому объему электрической энергии, поставленной ГП по всем точкам поставки покупателя (потребителя) в совокупности в час h периода проведения контрольного замера), кВт;
- $d \in D_i$ - множество рабочих дней в периоде проведения контрольного замера
- $h \in d^{co}$ - плановые часы пиковой нагрузки, установленные СО для рабочих дней периода проведения контрольного замера



Отдельной строкой отражаются объемы производства электрической энергии (мощности):

- введенные (вводимые) в эксплуатацию после 1 января 2008 года
- поставляющие мощность по договорам ДПМ
- строящиеся по инвестиционным программам РосАтом и РусГидро
- поставляющие мощность по новым ГЭС/ГАЭС/АЭС
- поставляющие мощность в вынужденном режиме
- относящимися к зарегистрированным в установленном порядке условным ГТП
- относящимися к станциям розничного рынка с установленной мощностью 25 МВт и более
- относящимися к тепловым электрическим станциям в неценовых зонах оптового рынка, в части экспорт электрической энергии
- объемы производства которых поставляются по ДРД в неценовых зонах



Изменение субъектного состава поставщиков по регулируемым договорам:

- Поставщики, прошедшие КОМ на очередной год – поставка электрической энергии и мощности по РД
- Поставщики, поставляющие мощность по договорам ДПМ и ГЭС/АЭС – поставка электрической энергии по РД
- Поставщики, работающие в вынужденном режиме работы – в зависимости от поданной заявки в КО по типу поставки:
 - поставка электрической энергии и мощности по РД
 - электрической энергии по РД
- Поставщики по станциям типа ГАЭС - не поставляют по РД



Изменение субъектного состава потребителей по регулируемым договорам с 2012 года:

- гарантирующие поставщики, энергосбытовые и энергоснабжающие организаций, к числу покупателей электрической энергии (мощности) которых относятся население и (или) приравненные к нему категории потребителей;
- покупатели электрической энергии (мощности), определенные Правительством Российской Федерации, которые функционируют в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков;



Формулы индексации регулируемых цен (тарифов) поставщиков, применяемых в договорах РД

Начиная с 2008 года цены на э/э и мощность по РД рассчитываются по определяемым ФСТ России формулам индексации.

Формулы индексации устанавливают зависимость стоимости производства единицы э/э (мощности) от:

- **Инфляции на соответствующий год**
- **Изменения цен на топливо**
- **Технологических особенностей АЭС**
- **Ставок водного налога**
- **Изменения ставок иных налогов**
- **Изменения платежей, вносимых поставщиками, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики**



Формулы индексации регулируемых цен на электрическую энергию, применяемые в регулируемых договорах:

$$T_{\dot{Y}_{i,j}} = T_{\dot{Y}_{i-1,j}} + (I_{i,j}^{\dot{E}} - 1) \cdot d_{\dot{Y}\dot{E}_{i-1,j}} \cdot \hat{E}_{\dot{E}\dot{Y}}^{\dot{\alpha}\dot{\eta}} + \Delta \dot{I}_{\dot{Y}_{i,j}} + \Delta P_{\dot{Y}_{i,j}} + \Delta \dot{O} \dot{I} \dot{I}_{\dot{Y}_{i,j}} + \Delta \tilde{A} \dot{Y} \tilde{N}_{\dot{Y}_{i,j}} + \Delta B_{\dot{Y}_{i,j}} + (I_i^I - 1) \cdot d_{\dot{Y}I_{i-1,j}} - K_{\dot{Y}}^{\dot{\alpha}\dot{\eta}}$$

$\dot{O}_{\dot{Y}_{i-1,j}}$ - цена (тариф) на ЭЭ для поставщика i-1-й год;

$d_{\dot{Y}I_{i-1,j}}$ - удельные расходы, относимые на финансирование капитальных вложений за счет прибыли;

$\hat{E}_{\dot{E}\dot{Y}}^{\dot{\alpha}\dot{\eta}}$ - поправочный коэффициент для ГЭС на опте до 2009 года=0,3 при первом расчете тарифа, для остальных=1;

$\Delta H_{\dot{Y}_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) расходов на оплату налога на прибыль;

$\Delta P_{\dot{Y}_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) на осуществление платежей, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики;

$\Delta \dot{O} \dot{I} \dot{I}_{\dot{Y}_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) удельных расходов на топливо;

$\Delta \tilde{A} \dot{Y} \tilde{N}_{\dot{Y}_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) удельных выпадающих доходов ГЭС из-за отклонения факта от плана;

$\Delta B_{\dot{Y}_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) удельных выпадающих доходов (избытков) из-за отклонения факта от плана;

$d_{\dot{Y}I_{i-1,j}}$ - удельные расходы, не учтенные выше;

I_i^I - плановый индекс изменения условно-постоянных расходов.

$\hat{E}_{\dot{Y}}^{\dot{\alpha}\dot{\eta}}$ - поправочный коэффициент, для ГЭС в 2009 году;



Формулы индексации регулируемых цен на мощность, применяемые в регулируемых договорах:

$$T_{i,j} = T_{M_{i-1,j}} + (I_{i,j}^E - 1) \cdot d_{i,j}^E \cdot K_{Ei}^{\text{эп}} + \Delta H_{M_{i,j}} + \Delta P_{M_{i,j}} + \Delta PA_{M_{i,j}} + \Delta B_{M_{i,j}} + (I_i^I - 1) \cdot d_{i,j}^I + K_i^{\text{эп}}$$

$T_{M_{i-1,j}}$ - цена (тариф) на мощность для поставщика $i-1$ -й год;

$I_{i,j}^u$ - плановый индекс изменения удельных расходов, относимых на финансирование капитальных вложений за счет прибыли;

$d_{M_{i-1,j}}$ - удельные расходы, относимые на финансирование капитальных вложений за счет прибыли;

$K_{Им}^{\text{эс}}$ - поправочный коэффициент для ГЭС на опте до 2009 года=1,7 при первом расчете тарифа, для остальных=1;

$\Delta H_{M_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) расходов на оплату налога на прибыль;

$\Delta P_{M_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) на осуществление платежей, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики;

$\Delta PA_{M_{i,j}}$ - изменение удельных расходов для формирования резервов атомных станций;

$\Delta B_{M_{i,j}}$ - изменение в цене (тарифе) удельных выпадающих доходов (избытков) из-за отклонения факта от плана;

I_i^I - плановый индекс изменения условно-постоянных расходов.

$d_{M_{i-1,j}}$ - удельные расходы, не учтенные выше;

$K_M^{\text{ГЭС}}$ - поправочный коэффициент для ГЭС;



Методика расчета индикативных цен для покупателей в целях формирования РД

- **Выдерживание стоимостного баланса по каждой ЦЗ и территориям НЦЗ**
- **Возможность установления индикативных цен на периоды менее года**
- **По неценовым зонам – расчет на балансы текущего года**



Формула расчета одноставочной индикативной цены на э/э (с учетом мощности) для каждого региона:

$$T_{\text{инд}}^{\text{одн}} = \frac{T^{\text{пред}} \cdot \text{ПО}_{\text{бал}} - \text{НВВ}_{\text{инф}} - \text{НВВ}_{\text{розн}} + \text{ОС}}{V_{\text{баланс}}^{\text{покупки}}}$$

- Предельный максимальный тариф на э/э для конечных потребителей региона
- Полезный отпуск э/э потребителям региона
- Стоимость услуг инфраструктурных организаций
- Стоимость затрат организаций на розничном рынке
- Субсидии из ФБ
- Прогнозный объем покупки э/э в регионе с ОРЭ



Формирование индикативных цен на электрическую энергию для покупателей региона:

$$T_{инд}^{\mathcal{E}} = \frac{k_2 \cdot (T_P^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_{отп}^P + T_{фед}^{\mathcal{E}} \cdot (\mathcal{E}_{пок}^{ОРЭ} - \mathcal{E}_{отп}^P))}{\mathcal{E}_{пок}^{ОРЭ} \cdot k_2}$$

- Тарифная ставка электростанций, получивших право на участие в ОРЭ после 1 января 2005 года
- Тарифная ставка электростанций, получивших право на участие в ОРЭ до 1 января 2005 года
- Базовый прогнозный объем поставки по регулируемым ценам соответствующими станциями
- Базовый прогнозный объем покупки э/э с ОРЭ покупателями по регулируемым ценам (тарифам), в т.ч. покупки в целях компенсации потерь
- Доля либерализации



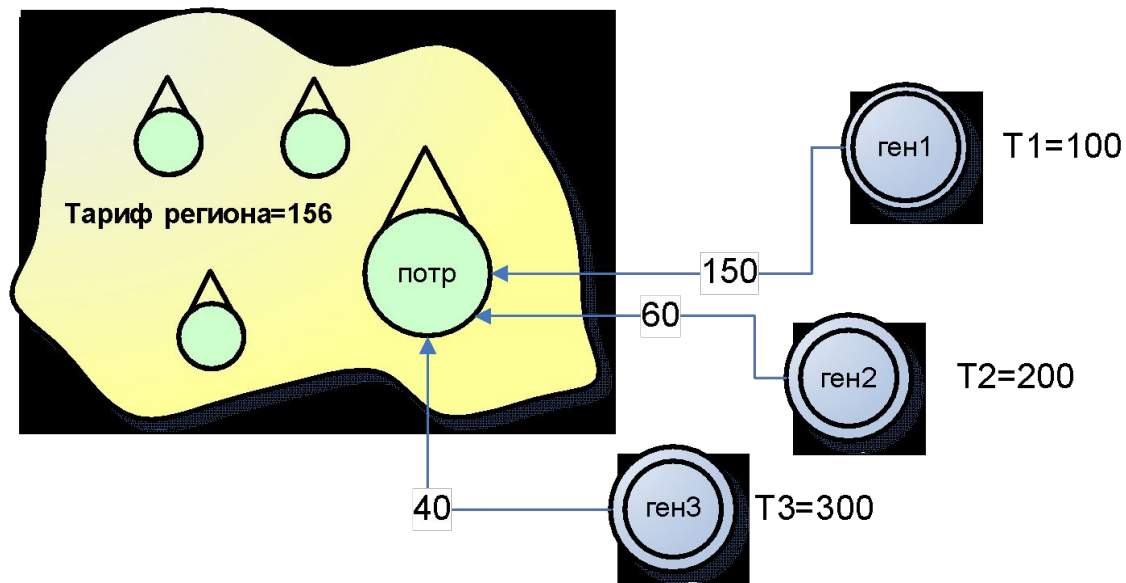
Формирование индикативных цен на мощность для покупателей региона:

$$T_{инд}^м = \frac{(T_{инд}^{одн} - T_{инд}^э) \cdot \mathcal{E}_{пок}^{ОРЭ} \cdot k_2 \cdot k_1}{N_{заявл}^{ОРЭ} \cdot k_2}$$

- Одноставочная (удельная) стоимость электрической энергии
- Индикативная цена на электрическую энергию для региона
- Базовый прогнозный объем покупки э/э с ОРЭ покупателями по регулируемым ценам (тарифам), в т.ч. покупки в целях компенсации потерь
- Доля либерализации
- Коэффициент, определяемый ФСТ для сведения стоимостного баланса для каждой ценовой зоны
- Величина базового прогнозного объема сальдо-перетока мощности с оптового рынка по регулируемым тарифам (ценам), в т.ч. покупки в целях компенсации потерь



Формирование пакета регулируемых договоров покупателя в текущем периоде регулирования



поставщик	тариф поставщика	объем контракта	стоимость контракта	объем потребления потребителя	тариф потребителя
ген1	100	150	15 000		
ген2	200	60	12 000		
ген3	300	40	12 000		
всего по РД:		250	39 000		
тариф по пакету РД:			156	250	156



Расчет цены на мощность для генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор мощности:

$$C_{Д_{i,j}}^{расч} = \frac{A_{i,j} + OT_{i,j} + H_{i,j} + H_{i,j}^{PP} + P_{i,j}^{CO} + B_{i,j} + П_{i,j} + И_{i,j} + \Phi P_{i,j}^{PCB} + HP_{i,j} + Z_{i,j}^{ТИП} \cdot N_{i,j}^{УСТ} \cdot M_{i,j}}{M_{i,j}^{РАСП-СН} \cdot I_{i,j}^{П}}$$

$A_{i,j}$ - отчисления на амортизацию;

$OT_{i,j}$ - расходы на оплату труда;

$H_{i,j}$ - расходы на оплату налогов, сборов;

$H_{i,j}^{PP}$ - расходы по оплате налога на прибыль;

$P_{i,j}^{CO}$ - расходы на оплату услуг СО ЕЭС;

$B_{i,j}$ - расходы на обеспечение безопасности;

$П_{i,j}$ - затраты по производству тепловой энергии, учитываемые в составе цены на мощность, учтенные при утверждении предельных уровней тарифов на тепловую энергию по субъектам РФ;

$И_{i,j}$ - на финансирование кап. вложений за счет прибыли, но не более $Z_{i,j}^{ТИП} * 0,5 * N_{i,j}^{УСТ} * 12$ мес;

$\Phi P_{i,j}^{PCB}$ - прибыль (убыток) от РСВ;

$Z_{i,j}^{ТИП}$ - типовые прочие расходы на содержание ген. оборудования;

$N_{i,j}^{РАСП-СН}$ - среднее за $M_{i,j}$ значение положительных разниц $R_{расп}$ и $R_{сн}$;

$N_{i,j}^{УСТ}$ - средний Руств;

$M_{i,j}$ - число расчетных месяцев;

$I_{i-1}^{П}$ - плановый индекс потребительских цен.



Расчет цен на электроэнергию, производимую с использованием генерирующего объекта, поставляющего электроэнергию в вынужденном режиме

$$\text{Ц}_{\text{КФ}}^{\text{ТЭС}} = \frac{T_{i,j}^{\text{ТЭС}}}{(\mathcal{E}_{i,j}^{\text{бал(выраб)}} - \mathcal{E}_{i,j}^{\text{бал(потр)}})} + T_{i,j}$$

$$\text{Ц}_{\text{КФ}}^{\text{ГЭС}} = \frac{BH_{i,j}}{(\mathcal{E}_{i,j}^{\text{бал(выраб)}} - \mathcal{E}_{i,j}^{\text{бал(потр)}})} + T_{i,j}$$

$T_{i,j}^{\text{ТЭС}}$ - расходы на топливо;

$BH_{i,j}$ - расходы на оплату водного налога;

$T_{\text{КО},i,j}$ - тариф на услуги КО;

$\mathcal{E}_{i,j}^{\text{бал(выраб)}}$ и $\mathcal{E}_{i,j}^{\text{бал(потр)}}$ - балансовые объемы выработки и собственного потребления электрической энергии



Расчет цен на мощность, производимую с использованием генерирующего объекта, поставляющего мощность в вынужденном режиме

$$C_{\text{вын},i,j}^m = \frac{A_{i,j} + OT_{i,j} + H_{i,j} + H_{i,j}^{PP} + P_{i,j}^{CO} + B_{i,j}^{CB} + \Pi_{i,j} + I_{i,j} + HP_{i,j} + Z_{i,j}^{\text{ТИП}} \cdot N_{i,j}^{\text{УСТ}} \cdot M_{i,j}}{M_{i,j}^{\text{РАСП-СН}}}$$

$A_{i,j}$ - отчисления на амортизацию;

$OT_{i,j}$ - расходы на оплату труда;

$H_{i,j}$ - расходы на оплату налогов, сборов;

$H_{i,j}^{PP}$ - расходы по оплате налога на прибыль;

$P_{i,j}^{CO}$ - расходы на оплату услуг СО ЕЭС;

$B_{i,j}^{CB}$ - расходы на обеспечение безопасности;

$\Pi_{i,j}$ - затраты по производству тепловой энергии, учитываемые в составе цены на мощность, учтенные при утверждении предельных уровней тарифов на тепловую энергию по субъектам РФ;

$I_{i,j}$ - на финансирование кап. вложений за счет прибыли, но не более $Z_{i,j}^{\text{ТИП}} * 0,5 * N_{i,j}^{\text{УСТ}} * 12$ мес;

$Z_{i,j}^{\text{ТИП}}$ - типовые прочие расходы на содержание ген. оборудования;

$N_{i,j}^{\text{РАСП-СН}}$ - среднее за $M_{i,j}$ значение положительных разниц $R_{\text{расп}}$ и $R_{\text{сн}}$;

$N_{i,j}^{\text{УСТ}}$ - средний Руств;

$M_{i,j}$ - число расчетных месяцев;



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ