



**РОСЭНЕРГОАТОМ**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

# Участие ОАО «Концерн Росэнергоатом» в перспективных моделях оптового рынка электроэнергии и мощности

[www.rosenergoatom.ru](http://www.rosenergoatom.ru)

# ОАО «Концерн Росэнергоатом» в действующей модели оптового рынка электроэнергии и мощности

АЭС являются наиболее экономически эффективными по топливной составляющей при работе в базовом режиме несения нагрузки

В настоящее время АЭС покрывают базовую часть нагрузки ЕНЭС

Организация, эксплуатирующая АЭС, имеет гарантии получения средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС

В действующей модели для АЭС предусмотрена надбавка к свободной цене мощности для целей обеспечения гарантий безопасной эксплуатации действующих блоков АЭС

Концерн, согласно решениям Правительства РФ, участвует в реализации масштабной программы строительства новых блоков АЭС

Заключено 9 договоров купли-продажи мощности новых АЭС (ДПМ), гарантирующих возврат капитальных затрат, из которых по 2 ДПМ Концерн уже получает оплату мощности



# Предпосылки разработки новой модели оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ)

- Снижение прогнозных темпов роста потребления и реализация механизма гарантирования возврата капитальных затрат за счет заключения ДПМ устранили среднесрочную угрозу дефицита электрогенерации
- Технологические сдвиги в отраслях потребителей не позволяют надежно прогнозировать изменение потребления
- «Нагрузка» административно определенных ДПМ на цены не позволяет рынку действующей генерации эффективно развиваться



Правительство РФ поручило Минэнерго России разработку проекта целевой модели ОРЭМ



# Рассматриваемые варианты целевой модели оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ)

---

**Модель «ДПМ – штрих»**

**Модель долгосрочных конкурентных отборов мощности**

**Модель двусторонних договоров**



# Особенности модели «ДПМ - штрих»

---

- Сохраняются все базовые принципы действующей модели рынка
- В части новых инвестиционных проектов и их окупаемости действует государственное регулирование:
  - ✓ Все инвестпроекты как по новому строительству, так и по модернизации действующей генерации переключаются в новые ДПМ (так называемые «ДПМ-штрих») для гарантий их окупаемости
  - ✓ Отбор проектов для «ДПМ-штрих» осуществляет государство. Критерий - максимальная эффективность
  - ✓ Прибыль от продажи э/э учитывается при установлении цены мощности по «ДПМ-штрих»
- Удержание конечной цены э/э в заданных рамках предлагается за счет ограничения (регулирования) доходов АЭС и ГЭС



## Риски для Концерна в модели «ДПМ - штрих»

---

- Невключение объектов инвестиционной программы нового строительства и модернизации АЭС в перечень «ДПМ-штрих»
- Регуляторные риски
- Из-за учета в ДПМ прибыли от реализации э/э усиливается влияние регулятора на участника

Для Концерна необходимо сохранение особых условий по аналогии с действующей моделью рынка и включение новых блоков АЭС в состав «ДПМ-штрих»



# Особенности модели долгосрочных конкурентных отборов мощности (КОМ)

---

- Конкуренция между поставщиками за право отбора на КОМ по полным затратам. Прогнозная прибыль от продажи э/э рассчитывается инфраструктурой рынка и вычитается из цены в заявке поставщика на продажу мощности.
- КОМ на 4 года вперед с гарантией оплаты на срок 1 год
- Принятие решения о строительстве за несколько лет до проведения КОМ, то есть в КОМ участвуют уже строящиеся мощности

# Риски Концерна в модели долгосрочных КОМ

- Цена мощности по итогам КОМ не окупает инвестиций на строительство новых блоков АЭС
- Сильная зависимость результатов КОМ от долгосрочного прогноза потребления
- Вероятность дифференциации цены мощности для действующих и новых блоков, что не позволит использовать прибыль действующих блоков для строительства новых
- Антимонопольные предписания участникам КОМ, искусственно снижающие цену мощности
- Отсутствие гарантий возврата капитальных затрат на сооружение новых энергоблоков АЭС

Необходимо участие действующих и новых энергоблоков в общем КОМ для определения адекватной цены мощности, связанной с возвратом инвестиций в новое строительство, а также снижение регуляторного воздействия на цену КОМ





# Особенности модели двусторонних договоров

---

- Конкуренция между производителями по полным затратам за заключение двусторонних договоров с потребителями
- Создание экономических стимулов к заключению свободных договоров купли-продажи э/э совместно с мощностью
- Государственное регулирование только в части установления предельной цены купли-продажи мощности при незаключении договоров на балансирующем рынке мощности
- При падении потребления оплачивается не весь объем мощности
- Привлечение розничных потребителей и финансовых институтов для торговли свободными договорами



# Риски Концерна в модели двусторонних договоров

---

- Реализация не всего объема мощности АЭС в результате падения потребления
- Цена мощности в свободных договорах не окупает инвестиций в строительство новых блоков АЭС
- Низкий уровень предельной цены купли-продажи мощности при не заключении договоров на балансирующем рынке мощности
- Неплатежи по свободным договорам

Необходимо установление справедливого уровня предельной цены мощности при незаключении договоров, а также в полной мере решение проблемы неплатежей (предоплата, бюджетные гарантии и т.п.)



# Сравнение предлагаемых моделей

	Основные принципы продажи э/э и мощности	Методы гарантий для АЭС	Риски для АЭС
Действующая модель	Маржинальное ценообразование на э/э и мощность, новые мощности - по ДПМ (перечень объектов ДПМ фиксирован)	Доплата к цене мощности, ДПМ	Регуляторные риски
Модель «ДПМ - штрих»	Маржинальное ценообразование на э/э и мощность, расширение списка ДПМ	Вопрос не проработан	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Невключение объектов инвестиционной программы нового строительства и модернизации АЭС в перечень «ДПМ-штрих»</li> <li>• Регуляторные риски</li> <li>• Из-за учета в ДПМ прибыли от реализации э/э модель рынка по сути превращается в тарифное регулирование</li> </ul>
Модель долгосрочных КОМ	Маржинальное ценообразование на э/э и мощность. Новые мощности участвуют в КОМ.	Вопрос не проработан	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Цена мощности по итогам КОМ не окупает инвестиций на строительство новых блоков АЭС</li> <li>• Сильная зависимость результатов КОМ от долгосрочного прогноза потребления</li> <li>• Вероятность дифференциации цены мощности для действующих и новых блоков, что не позволит использовать прибыль действующих блоков для строительства новых</li> <li>• Антимонопольные предписания участникам КОМ, искусственно снижающие цену мощности</li> </ul>
Модель двусторонних договоров	Маржинальное ценообразование на э/э. Оплата мощности через свободные договоры или на балансирующем рынке мощности.	Вопрос не проработан	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Реализация не всего объема мощности АЭС в результате падения потребления</li> <li>• Цена мощности в свободных договорах не окупает инвестиций в строительство новых блоков АЭС</li> <li>• Низкий уровень предельной цены купли-продажи мощности при незаключении договоров на балансирующем рынке мощности</li> <li>• Неплатежи по свободным договорам</li> </ul>



# Выводы

Действующая модель оптового рынка учитывает особенности АЭС, связанные с необходимостью финансирования безопасной эксплуатации и возвратом инвестиций в строительство новых АЭС

Ни одна из новых моделей не улучшает условия для АЭС по сравнению с действующей моделью. Переход к новой модели рынка потребует ее адаптации для учета специфики Концерна как организации, эксплуатирующей АЭС и одновременно финансирующей строительство новых блоков.

Ни одной из новых моделей не предусмотрен механизм гарантированного возврата капитальных затрат на строительство новых блоков АЭС после 2020 года



---

Спасибо за внимание!



**РОСЭНЕРГОАТОМ**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

