



РОСЭНЕРГОАТОМ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Методологические особенности тарифообразования АЭС

Медякова Татьяна Николаевна - заместитель
директора Департамента экономики и контроллинга
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Тарифное регулирование.

Общая информация

На территории России выделяются **ценовые и неценовые зоны** оптового рынка, а также **изолированные энергосистемы**.

Ценовая зона разделена на 1 ЦЗ (территории Европейской части России и Урала) и 2 ЦЗ (Сибирь). На территории ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности продажа (поставка) электроэнергии и мощности строится на принципе конкуренции, продажа (поставка) электроэнергии и мощности в большем объеме осуществляется по нерегулируемым (свободным) ценам.

- 1 - первая ЦЗ (территории Европейской части России и Урала) - все АЭС, кроме БиАЭС
- 2 - вторая ЦЗ (Сибирь)
- 3, 4 - неценовые зоны (Архангельская и Калининградская области, Республика Коми, регионы Дальнего Востока)
- 5 - изолированная зона (в т.ч. БиАЭС)

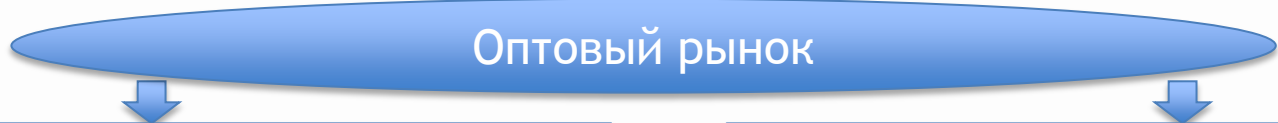


В неценовых зонах конкурентное рыночное ценообразование невозможно, в связи с чем покупка (продажа) на оптовом рынке осуществляется по регулируемым государством ценам.

Технологически изолированная территория не имеет электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами, т.е. оптовый рынок отсутствует. К ним относят Чукотку, Камчатку, Сахалин, Республику Саха (Якутию) (кроме Южно-Якутского энергорайона), Магаданскую область.

Тарифное регулирование на оптовом рынке

Тарифное регулирование в отношении э/э и мощности АЭС осуществляется ФСТ России



Действующие АЭС - объемы производства электрической энергии и мощности которых учтены в сводном балансе на 2007 год по состоянию на 1 января 2007 года

Новые АЭС - объемы производства электрической энергии и мощности которых не были учтены в сводном балансе на 2007 год по состоянию на 1 января 2007 года, имеют право поставки по ДПМ - объекты, строящиеся в соответствии с Программой деятельности Государственной корпорации по атомной энергии "Росатом" на долгосрочный период (2009-2015 годы), утвержденной ППРФ от 20.09.2008 № 705

Свободные цены

Регулир. цены

Свободные цены

Регулир. цены

- РСВ (поставка э/э)
- КОМ (поставка мощности)

- РД (поставка э/э)
- РД (поставка мощности)
- Составл. цены на мощность, соответ.размеру средств на безопасность (надбавка на безопасность)
- Мощность в вынужд. режиме (в случае непрохождения КОМ)*
- Цена на э/э при введении гос. регулирования**

- РСВ (поставка э/э)

- РД (поставка э/э)
- ДПМ (поставка мощности)

* - данные тарифные предложения подаются в ФСТ России в установленные сроки, но ввиду отсутствия ситуации непрохождения КОМ, данные тарифы для Концерна не устанавливались;
 ** - данные тарифные предложения подаются в ФСТ России в установленные сроки, утверждаются ФСТ России, но в связи с отсутствием ситуации для введения гос. регулирования, тарифы не применялись.

Нормативная база, регламентирующая расчеты тарифных предложений Концерна по РД

Наименование документа	Примечание
Приказ ФСТ России от 30.10.2009 № 268-э/1 «Об утверждении формул индексации регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), применяемых в договорах купли-продажи электрической энергии (мощности), порядка их применения, а также порядка установления плановых и фактических показателей, используемых в указанных формулах».	По инициативе ФСТ России проводится работа по внесению изменений. <u>Предлагаемые изменения:</u> <ul style="list-style-type: none">- исключение объема перекрестного субсидирования, учтенного в базе с 2007 года (с индексацией) из состава типовых прочих расходов на 2015 год- уточнение наименований индексов, применяемых в расчетах, с уточнением мест их применения: ИЦП, ИПЦ- определение возможности учета изменения ставок по налогам- исключение учета прибыли/убытка, полученных в предыдущем периоде регулирования.

Установление тарифа по регулируемым договорам - жесткий контроль со стороны государства, жесткие стабилизационные условия!



Нормативная база расчета надбавки на безопасность

Методические указания по определению размера денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций (приказ ФСТ России от 13.10.2010 № 485-э)

Затраты, определяемые прямым счетом:

- топливо (СЯТ, ОЯТ);
- ПНР «под нагрузкой»
- целевые резервы;
- налоги и сборы;
- расходы на мероприятия по охране;
- услуги организаций, осуществляющих регулир. деятельность (СО «ЕЭС» и ОАО «АТС»);
- амортизация;
- расходы, в составе инвестиционной программы, обеспечивающие безопасную эксплуатацию АЭС (не покрываемые начислением амортизации)

Затраты, формируемые через удельный показатель (от уровня фактически достигнутого 2009 года)

- РЭН (услуги производственного характера, расходы на ремонт, сырье и материалы);
- оплата труда;
- плата за выбросы;
- НИОКР;
- страхование имущества и ответственности;
- прочие затраты.

Необходимая валовая выручка (НВВБ)

Выручка по всем секторам рынка (РД, РСВ, КОМ)

НАДБАВКА НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Надбавка на безопасность. Проблемы



Объем средств на безопасность привязывается к достоверности прогнозов

Надбавка на безопасность. Проблемы (продолжение)

1. Прогноз цен на электрическую энергию на РСВ, руб/МВтч (на примере действующих АЭС)

Показатель	2011	2012	2013	2014
План, принятый при тарифном регулировании	987,3	1059,1	1055,1	1137,1
Факт (2011 - 2013 гг.), прогноз (2014 г.)	908,4	908,6	1024,2	1031,2



Недостоверность прогнозов, представляемых НП «Совет Рынка» и применяемых ФСТ России при установлении тарифов, приводит к недостатку финансовых средств у генерирующих компаний, при этом НП «Совет Рынка» не несет ответственность за недостоверность представляемых прогнозов.



Недополучение, млрд.рублей



Надбавка на безопасность. Проблемы (продолжение)



Комментарий: Жизнь меняется - подход неизменный

Изменение состава статей прямого счета

Нормативная база расчета цены на мощность по ДПМ

Расчет цены на мощность новых энергоблоков АЭС осуществляется сразу на 20 лет, исходя из НВВБ, с учетом аннуитетного платежа, обеспечивающего возвратность и доходность капитальных вложений за 25 лет.



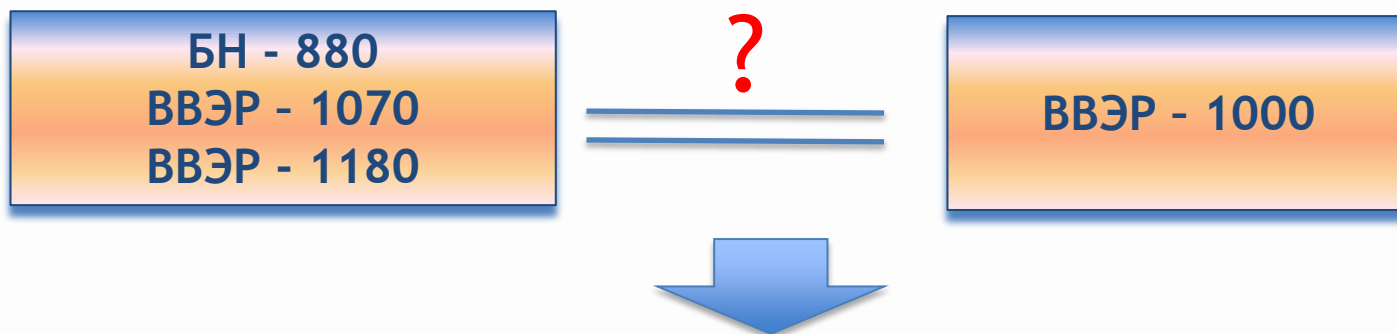
НВВБ определяется исходя из расходов АЭС, определяемых прямым счетом и прочих эксплуатационных затрат, рассчитанных, исходя из фактических затрат 2009 года на базе энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1000 (Балаковская АЭС, Калининская АЭС (э/бл. 1 - 3), Ростовская АЭС (э/бл.1)) с применением индексов-дефляторов.

Расчет цены на мощность по ДПМ. Проблемы

1. За базу приняты фактические расходы, усредненные по энергоблокам с реакторами типа ВВЭР-1000.

Вводятся энергоблоки различной установленной мощности и типом реакторов:

- энергоблок № 4 Белоярской АЭС (N_{уст} = 880 МВт)
- энергоблок № 3 Ростовской АЭС (N_{уст} = 1 070 МВт)
- энергоблок № 1 Нововоронежской АЭС-2 (N_{уст} = 1 180 МВт)



Предложение: рассчитать поправочный коэффициент

Учитывая, что для ДПМ осуществляется строительство энергоблоков АЭС с различными типами реакторов и с различной установленной мощностью, необходимо рассчитать и определить поправочный коэффициент, учитывающий тип реактора и установленную мощность вводимых энергоблоков, с перечнем факторов, которые должны учитываться при формировании данного коэффициента с подробным описанием каждого фактора, а также произвести подробный расчет с приложением обосновывающих размер поправочного коэффициента документов.

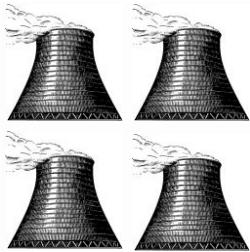
Расчет цены на мощность по ДПМ. Проблемы. (продолжение)

2. Определение коэффициента блочности энергоблока № 4 Белоярской АЭС

Расчет коэффициента блочности производится исходя из стоимости основных фондов на 1 блок станции, имеющей 4 действующих энергоблока.

Поправочные коэффициенты к расходам на 1 блок

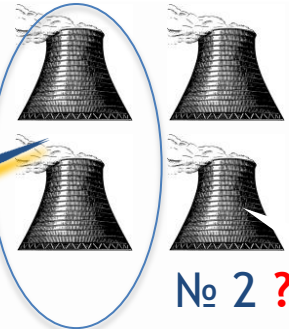
Количество энергоблоков	1	2	3	4
$K_{бл}$	1,6	1,2	1,067	1



№ 4 ?

или

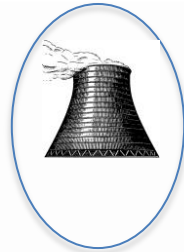
остановлены



№ 2 ?

или

Исходя из логики, что действ. блок 2-ой



№ 1 ?

Исходя из логики, что блок 1-ый в очереди



Предложение: подготовить документы

С целью корректного обоснования затрат по новым энергоблокам АЭС и применения $K_{бл}$, исходя из логики привязки к общестанционному и вспомогательному оборудованию, необходимо подготовить документы (обоснования и/или заключение проектировщиков и т.д.), в соответствии с которыми можно было бы сделать вывод о том, что вводимый энергоблок является 1, 2 или 4 блоком.

Расчет цены на мощность по ДПМ. Проблемы (продолжение)

3. Расходы на пусконаладочные работы под нагрузкой новых энергоблоков, понесенных до начала поставки мощности по договору

Расходы АЭС на пусконаладочные работы под нагрузкой в настоящее время не учитываются при расчете цены на мощность по ДПМ.



Для учёта эксплуатационных расходов по новому энергоблоку (сальдированных на величину полученных доходов от реализации электрической энергии на свободном рынке), осуществленных до начала периода поставки мощности, предлагается учитывать фактическое сальдо доходов и расходов за весь период до начала поставки мощности, в статьях прямого счета при расчете цены на мощность по ДПМ.

Входящее сальдо доходов и расходов, понесенных до начала поставки мощности, учитывается в расчете пропорционально в течение 2.5 лет.

Расчет цены на мощность по ДПМ. Проблемы (продолжение)

4. Исключение доходности.

Правительством РФ неоднократно поднимался вопрос о необходимости снижения стоимости электроэнергии. Одним из вариантов решения данного вопроса предлагается исключение при расчете цены на мощность по ДПМ доходности на целевые инвестиционные средства и средства федерального бюджета.

Позиция Госкорпорации «Росатом» о нецелесообразности реализации меры по исключению из договоров ДПМ доходности на целевые инвестиционные средства и средства федерального бюджета неоднократно была направлена в ФОИВ

Энергоблок №2 Ростовской АЭС

В случае исключения из ДПМ доходности на средства ФБ (доля которых 40% от общей стоимости энергоблока) доходность снизится с 10,5% до 8,3%, выручка на 1,8 млрд.рублей.

В случае исключения из ДПМ доходности на целевые инвест.средства (доля которых 56% от общей стоимости энергоблока) доходность снизится с 10,5% до 2,6%, выручка на 6,1 млрд.рублей.

Энергоблок №4 Калининской АЭС

В случае исключения из ДПМ доходности на средства ФБ (доля которых 29% от общей стоимости энергоблока) доходность снизится с 10,5% до 9,9%, выручка на 0,7 млрд.рублей.

В случае исключения из ДПМ доходности на целевые инвест.средства (доля которых 54% от общей стоимости энергоблока) доходность снизится с 10,5% до 3,0%, выручка на 8,1 млрд.рублей.

Нормативная база, регламентирующая расчеты тарифных предложений Концерна по надбавке на безопасность и цене на мощность по ДПМ

Методические указания
по определению надбавки на безопасность
(утверждены Приказом ФСТ России от 13.10.2010 № 485-э)

Порядок определения цены на мощность по ДПМ
(утвержден приказом ФСТ России от 13.10.2010 № 486-э)

Концерном в адрес ФСТ России были направлены предложения по внесению изменений и дополнений:

Включение в статьи прямого счета целевого резерва, предназначенного для финансирования затрат по захоронению радиоактивных отходов и включения в статью прямого счета расходов на обращение с радиоактивными отходами на всех стадиях, за исключением затрат по захоронению радиоактивных отходов (из прочих эксплуатационных расходов) (в соответствии с вступлением в силу ФЗ от 11.07.2011 № 190).

Данные предложения учтены ФСТ России при тарифном регулировании 2013 и 2014 гг.

Определение минимально необходимого резерва развития, для погашения в соответствующем периоде регулирования ранее привлеченных кредитов (по состоянию на дату начала периода регулирования) по инвестиционной деятельности и уплаты соответствующих процентов по ним. **Данные предложения учтены ФСТ России при тарифном регулировании 2013 и 2014 гг.**

Изменения в части замены Нуст на Нраспол в формуле расчета цены мощности.

Данные предложения учтены ФСТ России при тарифном регулировании 2013 и 2014 гг.

Подготовка предложений по внесению изменений в Правила оптового рынка, утвержденные ППРФ от 27.12.2010 N 1172, в части определения надбавки на безопасность, исходя из плановых показателей (проект постановления по внесению изменений размещен на сайте www.regulation.gov.ru для проведения общественного обсуждения).

1. Изменения в части учета выпадающего сальдо доходов и расходов до начала поставки мощности.
Для учёта эксплуатационных расходов по новому энергоблоку (сальдированных на величину полученных доходов от реализации э/э на свободном рынке), осуществленных до начала периода поставки мощности, предлагается учитывать фактическое сальдо доходов и расходов за весь период до начала поставки мощности, в статьях прямого счета аналогично ранее действовавшему порядку с учетом пропорционально в течение 2,5 лет.
2. Изменения в части уточнения формулы расчета налога на прибыль - при расчете налога на прибыль с соответствие с главой 25 Налогового Кодекса РФ учитывается налоговая амортизация, а не бухгалтерская. В соответствии со статьей 256 НК РФ в целях расчета налога на прибыль не подлежит амортизации имущество, созданное с использованием бюджетных средств целевого финансирования и средств резервов, предназначенных для обеспечения безопасности указанных производств и объектов на всех стадиях жизненного цикла и их развития.

Данные предложения находятся на обсуждении в ФСТ России.

Проводится подготовительная работа по включению в статьи прямого счета расходов на ремонтно-эксплуатационные нужды (из прочих эксплуатационных расходов).

Особенности технологической работы Билибинской АЭС

Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа является технологически изолированной, т.е. отсутствует технологическое соединение данной территориальной электроэнергетической системы с Единой энергетической системой России.

Билибинская АЭС входит в состав Чаун-Билибинского энергоузла.

Чаун-Билибинский энергоузел включает в себя:

1. Чаунскую ТЭЦ в г. Певек с установленной электрической мощностью 34,5 МВт (проектный ресурс ЧТЭЦ выработан, износ оборудования 100 %);

2. Билибинскую АЭС в г. Билибино с установленной электрической мощностью 48 МВт.

Доля выработки Билибинской АЭС в Чаун-Билибинском энергоузле за последние десять лет составляет ~ 80 %



РОСЭНЕРГОАТОМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Тарифное регулирование на технологически изолированной территории

До 2007 года - тарифы утверждались ФСТ России по Концерну в целом

В 2007 году - ФСТ России установлен отдельно для БиАЭС + субсидия из ФБ

С 2008 года - тарифное регулирование Билибинской АЭС осуществляется Комитетом государственного регулирования цен и тарифов ЧАО



Тарификация Билибинской АЭС.

Нормативная база

Основы ценообразования (ППРФ от 29.12.2011 № 1178) Методы регулирования

Выбор метода регулирования производится регулирующим органом

Метод экономически обоснованных расходов (затрат)

В соответствии с п. 5 статьи 23.1 ФЗ -35 срок действия утвержденных цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках на территориях, не объединенных в ценовые и неценовые зоны оптового рынка, за исключением электрической энергии (мощности), поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, не может составлять менее чем три года и более чем пять лет, если иное не установлено Правительством Российской Федерации.

Метод индексации тарифов

Тарифные предложения БиАЭС сформированы и направлены в Комитет ЧАО на 2015 - 2017 гг., 2015 год - методом экономически обоснованных затрат, 2016-2017 гг. - методом индексации расходов.

Метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Метод доходности инвестированного капитала

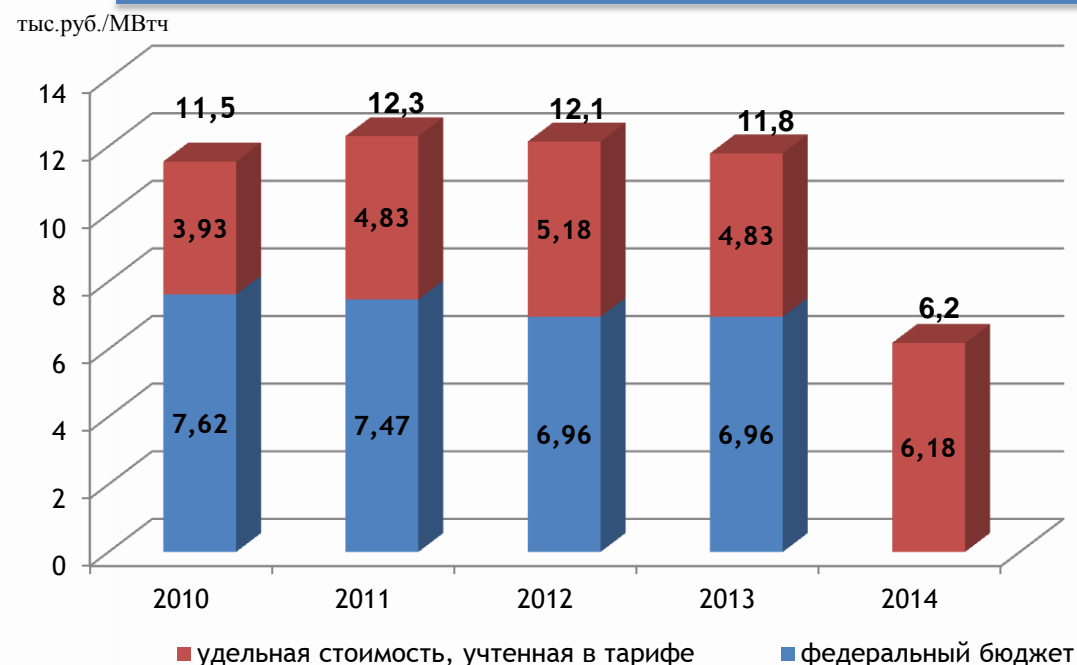
осуществляется регулирующим органом только по согласованию с ФСТ России (нецелесообразно, учитывая наступление окончания срока эксплуатации в 2019 - 2021 гг.)

Метод сравнения аналогов

аналогов энергоблоков Билибинской АЭС не существует



Тарификация Билибинской АЭС



Период	Объем финансирования, тыс.рублей	Постановление Правительства РФ о выделении средств из федерального бюджета
2007	978 729,2	от 23 июля 2007 года № 465
2008	957 453,9	от 07 ноября 2008 года № 819
2009	985 214,4	от 15 июля 2009 года № 558
2010	978 734,4	от 29 сентября 2010 года № 775
2011	900 039,0 – ФБ 47 370,5 - РБ	от 26 октября 2011 года № 866
2012	929 794,0 – ФБ 48 936,5 - РБ	от 16 октября 2012 года № 1056
2013	929 794,0 – ФБ 48 936,5 - РБ	от 26 декабря 2013 года № 1252

Ежегодно, начиная с 2007 года, из федерального бюджета для Чукотского автономного округа предоставляется субсидия на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике, которая в дальнейшем направляется для взаиморасчетов между Билибинской АЭС и ОАО «Чукотэнерго» поскольку тарифы на электроэнергию для потребителей в регионе существенно ниже экономически обоснованных тарифов на производство электрической энергии (мощности) Билибинской АЭС

Тарификация Билибинской АЭС (продолжение)

С 2014 года субсидия Чукотскому автономному округу не предусмотрена



Комитетом ЧАО тарифы на электрическую энергию (мощность) были установлены в 2 раза ниже, чем на 2013 год (что не позволяет компенсировать даже и половины экономически обоснованных затрат Билибинской АЭС на производство электроэнергии (мощности))



Рассмотрение
разногласий по уровню
тарифов Билибинской
АЭС в ФСТ России



Рассмотрение искового
заявления в суде



Приложение

Тарифное меню Концерна на 2011 - 2014 гг.

Показатель	2011 год	2012 год	2013 год		2014 год	
	Тариф (цена)	Тариф (цена)	Тариф (цена)		Тариф (цена)	
			1 п/г	2 п/г	1 п/г	2 п/г
Тарифы (цены) на электрическую энергию (руб/МВтч)						
Тарифная ставка на э/э по РД по:						
действующим блокам (без новых и БиАЭС)	200,36	197,43	197,43	220,59	220,59	223,38
энергоблоку № 2 Ростовской АЭС	168,36	153,36	153,36	305,58	192,52	192,60
энергоблоку № 4 Калининской АЭС	-	-	278,06	278,06	278,06	278,06
Средневзвешенная стоимость электроэнергии Билибинской АЭС (розничный рынок)	850,75	850,75 (1 п/г) 1214,93 (2 п/г)	1 214,93	1 299,00	683,23	683,23
Цены (тарифы) на электрическую энергию, поставляемую в условиях ограничения или отсутствия конкуренции при введении государственного регулирования	205,89	205,89	205,89	230,05	230,05 – действ 205,89 – Ро26л 221,06 – Ка46л	258,56 – действ 230,05 – Ро26л 246,99 – Ка46л
Тарифы (цены) на электрическую мощность (тыс. руб/МВт в месяц)						
Средняя тарифная ставка на мощность по РД по действующим блокам (без БиАЭС), устанавливается по каждой АЭС отдельно	238,7	237,7	237,6	276,3	276,3	280,5
Цена мощности поставляемой по ДПМ:						
энергоблока № 2 Ростовской АЭС	401	339,996	339,996	480,448	480,448	507,005
энергоблока № 4 Калининской АЭС	-	-	791,039	791,039	791,039	852,929
Ставка за электрическую мощность Билибинской АЭС (розничный рынок)	2 604,50	2604,48 (1 п/г); 2809,42 (2 п/г)	2 809,42	2 331,75	1 483,46	1 505,87
Надбавка на безопасность к цене мощности (тыс. руб.)						
Размер денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций	15 668 910	9 858 625	18 062 307		18 399 048	

Приложение

Справка по формируемым тарифным предложениям Концерна

№ п/п	Тарифные предложения Концерна	Период (указан год, в котором формируются тарифные предложения Концерна на следующий плановый период регулирования)						
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	РД	1	2	2	3	3	4	7
	действующие блоки	1	1	1	1	1	1	1
	новые блоки	0	1	1	2	2	3	6
	<i>2 эн/бл РостАЭС</i>		<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
	<i>4 эн/бл КалАЭС</i>				<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
	<i>1 эн/бл НвАЭС2</i>							<i>1</i>
	<i>3 эн/бл РоАЭС</i>							<i>1</i>
	<i>1 эн/бл ЛенАЭС2</i>							<i>1</i>
	<i>4 эн/бл БеАЭС</i>						<i>1</i>	<i>1</i>
2.	Надбавка	0	1	1	2	2	1	1
	Безопасность и инвестиции		1	1	1	1	1	1
	компенсация недополученных средств				1	1	при необходимости	
3.	ДПМ	0	1	1	2	2	4	6
	<i>2 эн/бл РостАЭС</i>		<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
	<i>4 эн/бл КалАЭС</i>				<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
	<i>1 эн/бл НвАЭС2</i>							<i>1</i>
	<i>3 эн/бл РоАЭС</i>						<i>1</i>	<i>1</i>
	<i>1 эн/бл ЛенАЭС2</i>							<i>1</i>
	<i>4 эн/бл БеАЭС</i>						<i>1</i>	<i>1</i>
4.	Вынужденные			1	1	1	1	1
5.	Госрегулирование	0	1	1	1	1	1	1
6.	Билибинская АЭС	1	1	1	1	1	1	1
	Итого тарифных предложений	2	6	7	10	10	12	17



РОСЭНЕРГОАТОМ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Спасибо за внимание!

www.rosenergoatom.ru