



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО

Регистрационный № 84761

от "24" апреля 2025 г.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ АНТИМОНОПОЛЬНАЯ СЛУЖБА

П Р И К А З

15.09.2025

Москва

№ 709/25

Об утверждении Методических указаний по определению цены на мощность, поставляемую по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенным в отношении новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 г.

В соответствии с пунктом 1 Положения о Федеральной антимонопольной службе, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 331, абзацами первым, двадцать шестым - двадцать девятым пункта 45 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178,

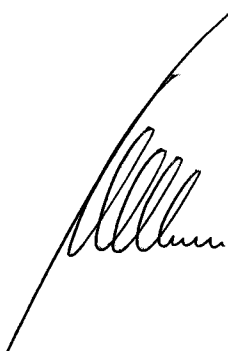
п р и к а з ы в а ю:

утвердить прилагаемые Методические указания по определению цены на мощность, поставляемую по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенным в отношении новых



объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после
1 января 2025 г.

Руководитель

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end, positioned between the title 'Руководитель' and the name 'М.А. Шаскольский'.

М.А. Шаскольский

Методические указания по определению цены на мощность, поставляемую по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенным в отношении новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 г.

1. Методические указания предназначены для использования Федеральной антимонопольной службой для определения цены на мощность новых объектов атомных электростанций (далее – АЭС) с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 года в соответствии с договорами купли-продажи (поставки) мощности новых объектов АЭС¹.

2. Цена на мощность новых объектов АЭС с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 года в соответствии с договорами купли-продажи (поставки) мощности новых объектов АЭС определяется в целях:

обеспечения безопасной эксплуатации АЭС, обеспечения деятельности и выполнения обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии, – АО «Концерн Росэнергоатом»;

обеспечения окупаемости капитальных вложений в сооружение АЭС за 25 лет с учетом нормы доходности.

3. Цена на мощность новых объектов АЭС с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 года в соответствии с договорами купли-продажи (поставки) мощности новых объектов АЭС рассчитывается по каждому энергоблоку АЭС исходя из определения необходимой валовой выручки (далее – NBV_{ij}^{AEC}), обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных затрат АЭС на их эксплуатацию с соблюдением требований безопасности, в том числе расходов АЭС, определяемых расчетным способом с учетом расходов структурных подразделений и отдельных должностей эксплуатирующей организации, за исключением филиалов и представительств эксплуатирующей организации (далее – центральный аппарат эксплуатирующей организации), связанных с производством электрической энергии (мощности) новыми объектами АЭС, в соответствии с пунктом 4 настоящих Методических указаний (за исключением затрат, указанных в подпункте 4.8 пункта 4 настоящих Методических указаний), и прочих эксплуатационных расходов генерирующего объекта АЭС и расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации в соответствии с пунктом 5 настоящих Методических указаний, с учетом аннуитетного платежа, обеспечивающего

¹ Пункт 45 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 (далее – Основы ценообразования).

возвратность и доходность капитальных вложений, а также затрат, указанных в подпункте 4.8 пункта 4 настоящих Методических указаний.

4. К расходам, определяемым расчетным способом, относятся:

4.1. Расходы на топливо ($T_{ij}^{пл}$), включающие:

расходы, связанные с закупкой свежего ядерного топлива и комплектующих активной зоны реакторов для вновь вводимых энергоблоков, с учетом затрат по обеспечению их поставки и использованию на АЭС;

расходы на услуги специализированных организаций по реализации полного цикла обращения с отработавшим ядерным топливом и облученными комплектующими активных зон реакторов действующих и вновь введенных энергоблоков, включая затраты по обеспечению их вывоза.

4.2. Расходы на отчисления для формирования целевых резервов, включающие отчисления для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности АЭС на всех этапах их жизненного цикла и развития ($P_{ij}^{пл}$), в соответствии с подпунктами «а», «б», «в» и «д» пункта 1 Правил отчисления предприятиями и организациями, эксплуатирующими особо радиационно опасные и ядерно опасные производства и объекты (атомные станции), средств для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных станций на всех стадиях их жизненного цикла и развития, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2002 г. № 68 (далее – Правила № 68):

резерв на обеспечение безопасности (ядерной, радиационной, технической и пожарной) при эксплуатации атомных станций, содержание и оснащение аварийно-спасательных формирований, оплату их работ (услуг) по предотвращению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций ($P_{яртпбij}$);

резерв на обеспечение физической защиты, учета и контроля ядерных материалов на атомных станциях ($P_{фзij}$);

резерв на обеспечение вывода из эксплуатации атомных станций и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по обоснованию и повышению безопасности выводимых из эксплуатации объектов ($P_{взij}$);

резерв, предназначенный для финансирования затрат по обеспечению захоронения радиоактивных отходов ($P_{захорij}$).

4.3. Налоги, сборы и страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, рассчитываемые от расходов на оплату труда, относимые на производство электрической энергии (мощности) и включающие:

страховые взносы, определяемые исходя из расходов на оплату труда, учтенных при определении прочих эксплуатационных расходов,

налог на имущество организаций;

налог на прибыль организаций ($НП_{ij}^{пл}$), рассчитываемый по формуле (4);

прочие налоги и сборы ($Н_{ij}^{пл}$).

4.4. Расходы на мероприятия по охране генерирующих объектов генерирующих компаний ($O_{ij}^{пл}$).

4.5. Расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, за исключением затрат, указанных в подпункте 4.8 пункта 4 настоящих Методических указаний ($U_{ij}^{пл}$).

Расходы на оплату указанных услуг определяются исходя из установленных на очередной период регулирования цен (тарифов) в случае, если цены (тарифы) на соответствующие товары (услуги) подлежат государственному регулированию и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

4.6. Расходы, осуществляемые в целях проведения пусконаладочных работ под нагрузкой, производимые на атомных энергоблоках на этапах первичного ввода энергоблока в эксплуатацию (энергопуск и (или) опытно-промышленная эксплуатация), а также на этапах последующей эксплуатации (в том числе после проведения мероприятий по продлению срока эксплуатации генерирующего объекта и (или) программы увеличения выработки), обеспечивающие безопасную эксплуатацию генерирующих объектов ($ПНР_{ij}^{пл}$).

4.7. Расходы на обращение с радиоактивными отходами на всех стадиях, за исключением затрат на захоронение радиоактивных отходов ($РАО_{ij}^{пл}$).

4.8. Затраты на технологическое присоединение поставщика – объекта по производству электрической энергии АЭС к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения к единой национальной (общероссийской) электрической сети ($P_{ij}^{тп}$).

При этом в расчет цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых АЭС расходы на оплату услуг по технологическому присоединению включаются в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования.

Начисление доходности на инвестированный капитал на указанные затраты не осуществляется.

4.9. Затраты на социальные выплаты персоналу новых объектов АЭС, предусмотренные законодательством Российской Федерации, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль организаций (относимые на прибыль после налогообложения), связанные с производством электрической энергии (мощности) новыми объектами АЭС ($СОЦ_{ij}^{пл}$).

Расходы, определяемые расчетным способом, принимаются как плановые расходы на период регулирования с последующим учетом отклонений фактических экономически обоснованных расходов за $i-2$ год от плановых, в соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования.

5. Прочие эксплуатационные расходы генерирующего объекта АЭС, связанные с производством электрической энергии (мощности) ($Расх_{ij}$), включают² предельные прочие эксплуатационные расходы генерирующего объекта АЭС ($Расх_{эij}$) и предельную величину расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации ($Расх_{цаi}$), определяемые в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования.

5.1. На первый пятилетний период регулирования величина прочих эксплуатационных расходов с учетом расходов центрального аппарата

² Абзацы двадцать седьмой и двадцать восьмой пункта 45 Основ ценообразования.

эксплуатирующей организации (Расх_{ij}) на каждый год первого пятилетнего периода регулирования определяется по формуле:

$$\text{Расх}_{ij} = (\text{Расх}_{эij} \times K_{\text{бл}} + \text{Расх}_{\text{ЦА}i}) \times \text{Нуст}_{ij} \times M_{ij} \times \prod_{2021}^{i-2} I^{\text{ипцФ}} \times \prod_{i-1}^i I^{\text{ипц}}, \quad (1),$$

где:

i – календарный год;

$\text{Расх}_{эij}$ – значение прочих эксплуатационных затрат генерирующего объекта за 1 МВт установленной мощности в месяц, указанное в пункте 45 Основ ценообразования;

$\text{Расх}_{\text{ЦА}i}$ – значение расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации за 1 МВт установленной мощности в месяц, указанное в пункте 45 Основ ценообразования;

значение Расх_{ij} на плановый период ежегодно уточняется на прогнозные значения индекса потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации³;

Нуст_{ij} – установленная мощность j -ого генерирующего объекта в i -м году;

M_{ij} – число расчетных месяцев в соответствующем периоде регулирования;

$K_{\text{бл}}$ – поправочный коэффициент на количество энергоблоков для целей учета непропорциональности затрат, связанной с разным количеством энергоблоков на новых АЭС (коэффициент блочности). Расчет коэффициента блочности производится исходя из стоимости основных фондов на 1 блок станции, имеющей 4 действующих энергоблока.

Поправочные коэффициенты к расходам на 1 блок

Таблица 1

Количество блоков	1	2	3	4
$K_{\text{бл}}$	1,6	1,2	1,067	1

$I^{\text{ипцФ}}$, $I^{\text{ипц}}$ – фактическое значение индекса потребительских цен по данным Росстата и прогнозное значение индекса потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

В первый пятилетний период регулирования при превышении размера фактически понесенных прочих эксплуатационных расходов генерирующего объекта АЭС и центрального аппарата эксплуатирующей организации над учтенными в цене на мощность j -ого генерирующего объекта, возмещение такого превышения не учитывается, при выявлении экономии – излишне полученные средства направляются эксплуатирующей организацией на финансирование мероприятий инвестиционной программы.

5.2. На первый год второго и первый год последующих пятилетних периодов величина прочих эксплуатационных расходов с учетом расходов

³ Часть 1 статьи 26 Федерального закона от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации».

центрального аппарата эксплуатирующей организации ($P_{схij}$) определяется по формуле:

$$P_{схij} = P_{эij} + P_{цаi}, (1.1),$$

где:

$P_{эij}$ – плановое значение прочих эксплуатационных затрат генерирующего объекта, определяемое федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов методом экономически обоснованных расходов, размер указанных расходов не должен превышать предельного значения прочих эксплуатационных затрат генерирующего объекта, определенного по формуле (1), исходя из базового предельного значения, определенного в пункте 45 Основ ценообразования;

$P_{цаi}$ – плановое значение расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации, определяемое федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов методом экономически обоснованных расходов, размер указанных расходов не должен превышать предельного значения расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации, определенного по формуле (1), исходя из базового предельного значения, определенного в пункте 45 Основ ценообразования.

На второй и последующие годы второго пятилетнего периода и на второй и последующие годы следующих пятилетних периодов величина прочих эксплуатационных расходов с учетом расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации ($P_{схij}$) определяется методом индексации значений прочих эксплуатационных затрат генерирующего объекта ($P_{эij}$) и расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации ($P_{цаi}$), определенных на первый год второго и первый год следующих пятилетних периодов соответственно с учетом их индексации исходя из прогнозных индексов потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

По итогам второго пятилетнего и следующих пятилетних периодов регулирования j -ого генерирующего объекта ФАС России проводит анализ фактически понесенных прочих эксплуатационных расходов генерирующего объекта АЭС и центрального аппарата эксплуатирующей организации, связанных с производством электрической энергии (мощности), на предмет их экономической обоснованности в соответствии с пунктами 15, 16 Основ ценообразования.

В случае если по итогам указанного анализа экономически обоснованный размер фактически понесенных прочих эксплуатационных расходов генерирующего объекта АЭС и центрального аппарата эксплуатирующей организации ниже, чем учтенный в цене на мощность j -ого генерирующего объекта, осуществляется исключение излишне полученных средств из цены на мощность j -ого генерирующего объекта в следующие годы поставки мощности.

В случае если по итогам указанного анализа экономически обоснованные фактически понесенные прочие эксплуатационные расходы генерирующего

объекта АЭС и центрального аппарата эксплуатирующей организации суммарно за пятилетний период выше, чем учтенные в цене на мощность j -ого генерирующего объекта за данный период, возмещение (компенсация) такого превышения осуществляется не выше предельного значения прочих эксплуатационных затрат генерирующего объекта и предельного значения расходов центрального аппарата эксплуатирующей организации, определенных по формуле (1), исходя из базовых предельных значений, определенных в пункте 45 Основ ценообразования.

Для учета отклонений в первый год третьего пятилетнего периода регулирования и в первый год следующих пятилетних периодов регулирования при отсутствии на момент проведения такого анализа значений фактически понесенных прочих эксплуатационных расходов генерирующего объекта АЭС и центрального аппарата эксплуатирующей организации, связанных с производством электрической энергии (мощности), за предыдущий период, они принимаются на уровне плановых значений прочих эксплуатационных расходов генерирующего объекта АЭС и центрального аппарата эксплуатирующей организации с уточнением суммы отклонений в последующий год данного пятилетнего периода после получения информации о фактически понесенных расходах.

6. Необходимая валовая выручка ($НВВ_{ij}^{АЭС}$) в i -м году по j -й станции, покрывающая совокупные расходы за период, рассчитывается по формуле:

$$НВВ_{ij}^{АЭС} = T_{ij}^{пл} + R_{ij}^{пл} + Н_{ij}^{пл} + НП_{ij}^{пл} + O_{ij}^{пл} + У_{ij}^{пл} + РАО_{ij}^{пл} + Расх_{ij} + ПНР_{ij}^{пл} + СОЦ_{ij}^{пл}, (2),$$

где:

$T_{ij}^{пл}$ — плановые на период регулирования затраты на топливо, включая затраты в соответствии с подпунктом 4.1 пункта 4 настоящих Методических указаний.

Расходы, составляющие формулы (2), указанные в формуле (2), принимаются как плановые расходы на период регулирования;

$R_{ij}^{пл}$ — плановые на период регулирования расходы на отчисления для формирования целевых резервов, формируемые в соответствии с подпунктами «а», «б», «в» и «д» пункта 1 Правил № 68, указанные в подпункте 4.2 пункта 4 настоящих Методических указаний, рассчитываются по формуле:

$$R_{ij}^{пл} = P_{артпбij} + P_{фzij} + P_{вzij} + P_{захорij}, (3),$$

$НП_{ij}^{пл}$ — налог на прибыль организаций, рассчитывается по каждому энергоблоку отдельно по формуле:

$$НП_{ij}^{пл} = \max \left\{ 0; KЭ_{ij} - \frac{\sum_{i=m}^{Y_{0j}} KЗ_{ij}}{p} + \Delta A_{ij} + СОЦ_{ij}^{пл} \right\} \times \frac{НП_{\%}}{1 - НП_{\%}}, (4),$$

где:

m — год начала реализации проекта;

p — усредненный срок бухгалтерской амортизации в отношении оборудования и сооружений АЭС. Для АЭС плановый срок службы — 25 лет;

Y_{oj} – год ввода энергоблока j -й станции в эксплуатацию;

$НП_{\%}$ – ставка налога на прибыль;

$КЭ_{ij}$ – составляющая цены на мощность, обеспечивающая возврат капитальных вложений с учетом доходности в i -м году, определяемая по формуле (6);

$КЗ_{ij}$ – капитальные затраты по сооружению j -й станции (энергоблока);

ΔA_{ij} – разница между бухгалтерской и налоговой амортизацией j -ой станции.

7. Возврат инвестированного капитала рассчитывается с учетом нормы доходности⁴.

7.1. Норма доходности инвестированного капитала рассчитывается по формуле:

$$НД_i = \begin{cases} 0,105, i = 2025 \\ \frac{1,105 \times (1 + ДГО_{i-1})}{1,085} - 1, i > 2025, \end{cases} (5),$$

где:

$НД_i$ – норма доходности инвестированного капитала за i -й год, рассчитанная с учетом уровня доходности долгосрочных государственных обязательств;

$ДГО_{i-1}$ – средняя доходность долгосрочных государственных обязательств, выраженных в рублях, со сроком до погашения не менее 7 лет и не более 11 лет за истекший период года, предшествующего регулируемому (или за 12 месяцев, истекших к моменту определения цены мощности).

Доходность долгосрочных государственных обязательств определяется в соответствии с Методикой определения величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств, используемой при расчете цены на мощность для поставщиков мощности, утвержденной приказом Минэкономразвития России от 11 ноября 2019 г. № 747⁵.

7.2. Возврат инвестированного капитала в i -м году по j -й станции с учетом нормы доходности рассчитывается ежегодно по формуле:

$$КЭ_{ij} = \begin{cases} R_{ij} \times НД_{i-1} + r_{ij}, i = 1 \\ (R_{i-1j} - r_{i-1j}) \times НД_{i-1} + r_{ij}, 2 \leq i \leq 25 \end{cases} (6),$$

$$r_{ij} = R_{ij} \times 0,105 / (1,105^{26-i} - 1), (7),$$

⁴ Абзац двадцать девятый пункта 45 Основ ценообразования.

⁵ Зарегистрирован Минюстом России 13 декабря 2019 г., регистрационный № 56795.

$$R_{ij} = \begin{cases} KZ_{ij}^{\text{прив}}, i = 1 \\ R_{i-1j} - r_{i-1j}, i = 2 \\ R_{i-1j} - r_{i-1j} + (НД_{i-1} - НД_{i-2}) \times (1 + НД_{i-1}) \times R_{i-1j} - \Delta_{i-2j}, 3 \leq i \leq 25 \end{cases}, (8),$$

где:

R_{ij} – величина затрат к возмещению;

r_i – аннуитетный возврат (в постоянном реальном выражении) инвестированного капитала с учетом 25-летнего срока окупаемости;

$KZ_{ij}^{\text{прив}}$ – капитальные затраты в отношении j -й станции (энергоблока), приведенные к первому году начала поставки мощности, определяемые по формуле (10);

Δ_{i-2j} – корректировка величины затрат к возмещению в связи с отклонением фактических значений параметров расчета цен на мощность от учтенных при установлении цены на мощность в $(i-2)$ -м году:

$$\Delta_{i-2j} = (B_{\Sigma i-2j}^{\Phi} - НВВ_{i-2j}^{\Phi} - АН_{i-2j}) \times (1 + НД_{i-2}) \times (1 + НД_{i-1}), (9),$$

$АН_{i-2j}$ – аннуитетная составляющая платы за мощность за $(i-2)$ -й год, учтенная при определении цен на мощность на $(i-2)$ -й год, определяемая по формуле (12);

$B_{\Sigma i-2j}^{\Phi}$ – фактическая выручка от реализации электрической энергии в $(i-2)$ -м году по j -й станций;

$НВВ_{i-2j}^{\Phi}$ – необходимая валовая выручка, покрывающая совокупные расходы за год $(i-2)$, рассчитываемая на основании фактических данных в соответствии с пунктом 6 настоящих Методических указаний;

7.3. Определение предельных капитальных затрат в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования для j -го энергоблока АЭС, сооружаемого в конкретном регионе с учетом его установленной мощности и коэффициента блочности (далее – энергоблок) осуществляется в несколько этапов.

7.3.1. Приведение удельных предельных капитальных затрат к уровню цен региона сооружения j -го энергоблока АЭС, с учетом коэффициента блочности и его установленной мощности согласно утвержденной проектной документации.

Расчет предельного объема капитальных затрат j -го энергоблока в ценах 2021 года производится в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования по следующей формуле:

$$KZ_{j \text{ АЭС } 2021}^{\text{предел}} = KZ_{\text{АЭС } 2021}^{\text{пределБАЗ}} \times (I_{\text{рег}}^{\text{ФЕР}} / I_{\text{вРН}}^{\text{ФЕР}}) \times N_{\text{уст } j} \times K_{\text{БЛКВЛ}}, (10), \text{ где:}$$

$KZ_{\text{АЭС } 2021}^{\text{пределБАЗ}}$ – базовая величина капитальных затрат за 1 кВт в ценах 2021 года в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования;

$K_{\text{БЛКВЛ}}$ – коэффициент блочности (1, 2 для первого и третьего энергоблоков и 0,8 для второго и четвертого энергоблоков в составе АЭС), учитывающий непропорциональность распределения капитальных затрат

между энергоблоками на сооружение АЭС в зависимости от номера сооружаемого энергоблока в соответствии с проектной документацией, с учетом двухблочной очередности сооружения в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования;

$I_{рег}^{ФЕР}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ для прочих объектов, определяемых с применением федеральных единичных расценок на III квартал 2020 г. для соответствующего региона строительства АЭС;

$I_{врн}^{ФЕР}$ индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ прочих объектов, определяемых с применением федеральных единичных расценок на III квартал 2020 г. для Воронежской области;

$N_{устj}$ – установленная мощность j-го энергоблока в соответствии с проектной документацией.

7.3.2. Распределение размера предельных капитальных затрат j-го энергоблока в ценах 2021 года по каждому году его сооружения.

Информация об объемах фактического финансирования в ценах соответствующих лет (без учета налога на добавленную стоимость) принимается на основании отчетов по инвестиционной программе АО «Концерн Росэнергоатом», направляемых в Минэнерго России во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

В последний год сооружения информация об объемах фактического и планового финансирования в ценах соответствующих лет (без учета налога на добавленную стоимость) принимается на основании сложения объемов фактического финансирования, отраженных в ежеквартальном отчете по инвестиционной программе АО «Концерн Росэнергоатом» за III квартал последнего года сооружения (накопительно за три квартала), направляемого в Минэнерго России во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» с плановым объемом финансирования IV квартала последнего года сооружения на основании утвержденного годового плана согласно инвестиционной программе, утвержденной в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», за вычетом объемов фактического финансирования в соответствии с отчетностью за III квартал последнего года сооружения (накопительно с начала года), направляемой в Минэнерго России во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

Распределение предельных капитальных затрат в ценах 2021 года согласно фактическому объему финансирования сооружения j-го энергоблока производится на основании рассчитанных долей.

Годы сооружения	1-ый год сооружения	2-ой год сооружения	...	Последний год сооружения	Итого
Объемы финансирования в ценах соответствующих лет	Фактический объем финансирования на основании годовой отчетности	Фактический объем финансирования на основании годовой отчетности		Фактический объем финансирования на основании квартальной отчетности за III кв. (накопительно с начала года) + плановый объем финансирования на IV кв., определенный как годовой утвержденный план финансирования за вычетом фактического объема финансирования на основании отчетности за III кв. (накопительно с начала года)	Сумма объемов финансирования за весь период сооружения
Доля финансирования, %	...%	...%		...%	100%
Предельные капитальные затраты в ценах 2021	% 1-го года * $KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}}$	% 2-го года * $KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}}$	...	% последнего года * $KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}}$	$KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}}$ рассчитанное в подпункте 7.3.1 пункта 7 настоящих Методических указаний

7.3.3. Определение предельной суммы капитальных затрат j-го энергоблока в ценах соответствующих лет, являющейся основой для расчета цены на мощность новых объектов АЭС с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 года.

Предельные капитальные затраты в ценах 2021 года каждого года сооружения из подпункта 7.3.2 пункта 7 настоящих Методических указаний подлежат последовательному перемножению на дефляторы, определяемые на основании фактических значений годовых индексов потребительских цен на услуги по Российской Федерации декабрь к декабрю, по данным Росстата, начиная с индекса за 2022 год и до индекса года окончания сооружения j-энергоблока включительно. В случае, когда на момент тарификации отсутствует соответствующий индекс на последний год сооружения j-го энергоблока, применяется последний из дефляторов, определяемый на основании фактических значений годовых индексов потребительских цен на услуги по Российской Федерации, декабрь к декабрю, публикуемых Росстатом.

Предельное значение капитальных затрат j-го энергоблока ($KZ_{j\text{соотв лет}}^{\text{предел}}$) в ценах соответствующих лет рассчитывается по следующей формуле:

$$KZ_{j\text{соотв лет}}^{\text{предел}} = \% \text{ 1го года} \times KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}} \times \text{Дефлятор 1ый год} + \% \text{ 2го года} \times KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}} \times \text{Дефлятор 2ой год} + \dots + \% \text{ последнего года} \times KZ_{j\text{АЭС}2021}^{\text{предел}} \times \text{Дефлятор последний год}, \quad (11), \text{ где:}$$

% 1го года, % 2го года,, % последнего года – определяется в соответствии с распределением отчетных объемов финансирования по конкретным годам сооружения к суммарному объему финансирования за весь период сооружения;

Выпадающие доходы, связанные с отсутствием фактических значений индекса потребительских цен по данным Росстата (индекс потребительских цен на услуги по Российской Федерации, декабрь к декабрю), на последний год сооружения j-го энергоблока, компенсируются при установлении цены на мощность на следующий период регулирования.

7.3.4. Определение предельных капитальных затрат на сооружение j-го энергоблока, определяемых в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования – $(KZ_j^{\text{прив}})$.

Капитальные затраты $(KZ_j^{\text{прив}})$ по j-му энергоблоку, определяемые в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования, приведенные к первому году поставки мощности, рассчитываются по формуле:

$$KZ_j^{\text{прив}} = \sum_{i=m}^{Y_{0j}} \frac{KZ_{ij}^{\text{предел}}}{(1+НД_6)^{i-Y_{0j}+0,5}}, \quad (12),$$

где:

$KZ_{ij}^{\text{предел}}$ – общий объем капитальных затрат по j-му энергоблоку в i-м году, определяемый по формуле (11);

i – календарный год;

m – год начала реализации проекта;

Y_{0j} – год ввода энергоблока j-ого энергоблока в эксплуатацию;

$НД_6$ – значение базовой нормы инвестированного капитала, необходимого для финансирования строительства новых генерирующих объектов атомных станций, определенное в соответствии с пунктом 45 Основ ценообразования.

8. Цена на мощность рассчитывается на 25 лет поставки и уточняется ежегодно с учетом актуализированных плановых параметров и фактических данных и особенностей заключаемого договора купли-продажи (поставки) мощности новых объектов АЭС.

8.1. Цена мощности в i-м году по j-й станции рассчитывается ежегодно по формуле:

$$P_{Mij} = \frac{(KZ_{ij} - A_{Hij})}{(N_{pij} \times M_i)} + \frac{P_{ij}^{\text{ТП}}}{(N_{pij} \times M_i)}, \quad (13),$$

где:

$P_{ij}^{\text{ТП}}$ – компенсация затрат вводимых в эксплуатацию новых АЭС на технологическое присоединение к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения к единой национальной (общероссийской) электрической сети, в том числе на выплату процентов с учетом предоставления рассрочки на 10 лет в случае предоставления сетевой

организацией указанной рассрочки и процентов, определенных в договоре в размере 6 процентов годовых остатка задолженности по плате за технологическое присоединение;

N_{pij} – располагаемая мощность в i -м году j -й станции (энергоблока) за вычетом объема потребления мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды;

M_i – число месяцев в расчетном периоде регулирования;

AN_{ij} – аннуитетная составляющая платы за мощность за i -й год, рассчитываемая по следующей формуле:

$$AN_{ij} = \sum_1^{Y_{oj}+24} \frac{(B_{ээj}^{пл} - HB_{ij}^{пл})}{(1+H_{di-1})} / \sum_1^{Y_{oj}+24} \frac{1}{(1+H_{di-1})}, \quad (14),$$

где:

$B_{ээj}^{пл}$ – плановая выручка от реализации электрической энергии в i -м году по j -й станции;

Y_{oj} – год ввода в эксплуатацию энергоблока на j -й станции.

8.2. Выручка от реализации электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$B_{ээij}^{пл/\phi} = \left(W_{отпij}^{пл/\phi} - W_{Perij}^{пл/\phi} \right) \times C_{PCBij}^{пл/\phi} + W_{Perij}^{пл/\phi} \times T_{эPerij}^{пл/\phi}, \quad (15),$$

где:

$W_{отпij}^{пл/\phi}$ – планируемый в соответствии с утвержденным сводным балансом (фактический) полезный отпуск электрической энергии j -й АЭС в соответствующем периоде;

$W_{Perij}^{пл/\phi}$ – планируемый в соответствии с утвержденным сводным балансом (фактический) объем электрической энергии, поставляемый j -ой АЭС по регулируемым договорам в соответствующем периоде регулирования;

$C_{PCBij}^{пл/\phi}$ – прогнозная (фактическая) цена на продажу электрической энергии, сформированная исходя из прогнозных свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность), определяемых советом рынка⁶;

$T_{эPerij}^{пл/\phi}$ – прогнозный (фактический) тариф на электрическую энергию по регулируемым договорам. Фактический тариф на электрическую энергию по регулируемым договорам соответствует установленному ФАС России на соответствующий период. Прогнозный тариф определяется на основании установленного ФАС России тарифа на электрическую энергию по регулируемым договорам⁷ и параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации. В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на i -й год применяются значения параметров прогноза социально-экономического

⁶ Абзац шестой пункта 45(1) Основ ценообразования.

⁷ Подпункт 5.3.21.12 пункта 5 Положения о Федеральной антимонопольной службе, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 331.

развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз.

9. Плановая выручка от реализации электрической энергии рассчитывается на 25 лет поставки и уточняется ежегодно с учетом актуализированных плановых параметров.