



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО

Регистрационный № 58657

от "16" июля 2020 г.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ АНТИМОНОПОЛЬНАЯ СЛУЖБА

П Р И К А З

27.03.2020

№ 330/20

Москва

Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 29.06.2019 № 837 «О внесении изменений в Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2019, № 27, ст. 3589), пунктом 48 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 47, ст. 6677),

п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, согласно приложению к настоящему приказу.



2. Настоящие Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, применяются при установлении тарифов с 1 июля 2020 года и последующие годы в случаях, предусмотренных пунктом 48 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 47, ст. 6677).

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя руководителя ФАС России В.Г. Королева.

Руководитель



И.Ю. Артемьев

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН (ТАРИФОВ)
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) ДЛЯ
ПОСТАВЩИКОВ – СУБЪЕКТОВ ОПТОВОГО РЫНКА, ВЛАДЕЮЩИХ
НА ПРАВЕ СОБСТВЕННОСТИ ИЛИ ИНОМ ЗАКОННОМ ОСНОВАНИИ
ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМИ НА
ТЕРРИТОРИИ НЕЦЕНОВЫХ ЗОН ОПТОВОГО РЫНКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ
С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ДОЛГОСРОЧНОЙ ИНДЕКСАЦИИ
НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ**

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (далее – Методические указания) предназначены для использования федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов (далее – орган регулирования), а также поставщиками – субъектами оптового рынка, владеющими на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – регулируемые организации), для расчета регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

II. Основные методологические положения по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином

законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

2. Расчет цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) в соответствии с настоящими Методическими указаниями производится по каждому генерирующему объекту (генерирующей единице мощности) регулируемой организации на основании информации о планируемых в расчетном периоде регулировании расходах по производству электрической энергии и содержанию мощности, представленных регулируемой организацией в орган регулирования.

Расчет регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) осуществляется в соответствии с настоящими Методическими указаниями по каждому генерирующему объекту (генерирующей единице мощности) тепловой электростанции поставщика. Для целей применения настоящих Методических указаний под электростанцией понимается генерирующий объект (генерирующая единица мощности). Для поставщика оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности Дальнего Востока, в соответствии с пунктом 49 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Основы ценообразования), регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию для расчетов за поставленную на оптовый рынок электрическую энергию устанавливается на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях, с использованием которых указанные поставщики участвуют в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, определяемой исходя из регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию, рассчитанных для каждой из указанных электростанций, и соответствующих объемов

производства электрической энергии на этих электростанциях, включенных в прогнозный баланс.

Для поставщика оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности Дальнего Востока и участвующего в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием одной тепловой электростанции, регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию для расчетов за поставленную на оптовый рынок электрическую энергию принимается равной регулируемой цене (тарифу) на электрическую энергию, рассчитанной для данной электростанции.

3. В случае если регулируемая организация, помимо производства электрической энергии, осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные доходы (убытки) от этих видов деятельности не учитываются при расчете цен на мощность и электрическую энергию, определяемых в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

При определении ежегодной корректировки долгосрочных тарифов учитываются результаты деятельности генерирующего объекта регулируемой организации за предшествующий период регулирования долгосрочного периода регулирования в составе неподконтрольных расходов, а также в случае если тарифы на электрическую энергию (мощность) для генерирующего объекта в предшествующем году перехода на метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки устанавливались методом экономически обоснованных затрат.

III. Расчет регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков - субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

4. Цена (тариф) на электрическую энергию j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) производителя электрической энергии (мощности) на

каждый i -й год долгосрочного периода регулирования $T_{i,j}^{\text{э}}$ определяется по формуле:

$$T_{i,j}^{\text{э}} = \frac{P_{i,j}^{\text{э}} + P_{i,j}^{\text{кк}}}{\text{Э}_{i,j}^{\text{отп}}} \times 10^{-3} \text{ (руб./кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (1),$$

где:

$P_{i,j}^{\text{э}}$ – расходы на топливо j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации при производстве электрической энергии, определяемые на i -ый год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 4.1 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$P_{i,j}^{\text{кк}}$ – расходы на услуги коммерческого оператора j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определяемые на i -ый год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 4.2 настоящих Методических указаний, тыс. руб.

$\text{Э}_{i,j}^{\text{отп}}$ – объем отпуска j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации в сеть электрической энергии в i -ом году долгосрочного периода регулирования, млн кВт·ч.

Цены (тарифы) устанавливаются с календарной разбивкой, исходя из непревышения величины цен (тарифов) в первом полугодии очередного годового периода регулирования над величиной соответствующих цен (тарифов) во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря.

4.1. Значение $P_{i,j}^{\text{э}}$ определяется по формуле:

$$P_{i,j}^{\text{э}} = V_{T,i,j} \times \text{ЦТ}_{i,j} \times 10^{-3} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (3)$$

где:

$V_{T,i,j}$ – плановый объем потребления топлива j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации в i -ом году долгосрочного

периода регулирования, определяемый на основании сводного прогнозного баланса, по формуле:

$$V_{T,i,j} = b_{i,j} \times \Xi_{i,j} \text{ (т у.т.)}, \quad (3.1),$$

где

$b_{i,j}$ – удельный расход условного топлива при производстве электрической энергии, установленный для j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса на i -ый год долгосрочного периода регулирования (далее – удельный расход топлива), г у.т./кВт·ч;

$\Xi_{i,j}$ – плановый (расчетный) объем отпуска электрической энергии с шин j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации на i -ый год долгосрочного периода регулирования, учтенный в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – сводный прогнозный баланс), млн кВт·ч;

$\text{ЦТ}_{i,j}$ – плановая (расчетная) цена на условное топливо j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации с учетом затрат на его доставку, определяемая на i -ый год долгосрочного периода регулирования по формуле:

$$\text{ЦТ}_{i,j} = \frac{\sum_k (C_{T,i,j,k} \times V_{T,i,j,k})}{\sum_k V_{T,i,j,k}} \text{ (руб./т у.т.)}, \quad (3.2)$$

$V_{T,i,j,k}$ – плановый объем потребления k -го вида топлива j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации, определяемый на i -ый год долгосрочного периода регулирования на основании сводного прогнозного баланса, т у.т.

$C_{T,i,j,k}$ – плановая (расчетная) цена на k -ый вид топлива j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, рассчитываемая органом регулирования на i -ый год долгосрочного периода регулирования, с применением планового значения индекса изменения цен на k -ый вид топлива, по формуле:

$$C_{T,i,j,k} = C_{T,i-1,j,k} \times I_{i,k}^T \text{ (руб./т у.т.)}, \quad (3.3)$$

$C_{T,i-1,j,k}$ – цена k -го вида топлива, учтенная органом регулирования в цене (тарифе) на электрическую энергию j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации в $i-1$ -м году текущего долгосрочного периода регулирования. На каждый первый год ($i0$) очередного долгосрочного периода регулирования цена k -го вида топлива определяется на основании пункта 29 Основ ценообразования, руб./т у.т.

$I_{i,k}^T$ – индекс изменения цен k -го вида топлива в i -м году, определяемый по формуле (4);

$$I_{i,k}^T = \frac{I_{i-2,k}^{\text{факт}} \times I_{i,k}^{\text{план}}}{I_{i-2,k}^{\text{план}}}, \quad (4),$$

где:

$I_{i-2,k}^{\text{факт}}$, $I_{i,k}^{\text{план}}$, $I_{i-2,k}^{\text{план}}$ – соответственно фактический и плановые индексы изменения цен k -го вида топлива, определяемые в соответствии с одобренным Правительством Российской Федерации на основании статьи 26 Федерального закона от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26 (часть I), ст. 3378; 2019, № 29 (часть I), ст. 3850) прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на год j , и данными, определяемыми и публикуемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации, за соответствующие периоды регулирования, в процентах.

При расчете индекса изменения цен k -го вида топлива в i -м году согласно формуле (4) фактический и плановый индексы за $(i-2)$ -й год долгосрочного периода регулирования принимаются равными единице при условии, что год $(i-2)$

является первым годом ($i0$) долгосрочного периода регулирования или цена k -го вида топлива в году ($i-2$) рассчитана в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.

При появлении в ($i-1$)-м году текущего долгосрочного периода регулирования нового k -го вида топлива, в том числе при появлении нового вида угля, отсутствовавшего в первом году ($i0$) долгосрочного периода регулирования, потребление которого подтверждено данными бухгалтерской и статистической отчетности, значение $C_{T,i,j,k}$ определяется органом регулирования в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования и плановым индексом изменения цен в i -м году k -го вида топлива.

4.2. Расходы на услуги коммерческого оператора $P_{i,j}^{ко}$ на i -ый год долгосрочного периода регулирования j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации определяются по формуле:

$$P_{i,j}^{ко} = T_i^{ко} \times \Xi_{i,j} \times 10^{-3} \text{ (тыс. руб), (5)}$$

$T_i^{ко}$ – цена (тариф) на услуги коммерческого оператора на i -ый год долгосрочного периода регулирования, руб./кВт·ч.

4.3. Для поставщика оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности Дальнего Востока, в соответствии с пунктом 49 Основ ценообразования регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию для расчетов за поставленную на оптовый рынок электрическую энергию рассчитывается по формуле:

$$T_i^э = \frac{\sum_{j=1}^J T_{i,j}^э \times \Xi_{i,j}^{отп}}{\sum_{j=1}^J \Xi_{i,j}^{отп}} \text{ (руб./кВт·ч), (6),}$$

где:

j – количество j -ых генерирующих объектов (тепловых электростанций) регулируемой организации, с использованием которых указанный поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке;

$T_{i,j}^э$ – цена (тариф) на электрическую энергию двухставочной цены (тарифа) на электрическую энергию (мощность) j -ого генерирующего объекта (тепловой

электростанции) регулируемой организации, с использованием которой указанный поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, i -ого расчетного периода регулирования, руб./кВт·ч;

$\mathcal{E}_{i,j}^{\text{отп}}$ – объем отпуска в сеть электрической энергии j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, включенный в сводный прогнозный баланс i -го расчетного периода регулирования, млн кВт·ч.

5. Цена (тариф) на мощность j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации на i -й расчетный период регулирования, $T_{i,j}^M$, рассчитывается по формуле:

$$T_{i,j}^M = T_{\text{OP}_{i,j}} \times \beta_{i,j} + \frac{\text{НР}_{i,j} + \text{РР}_{i,j} + \text{П}_{i,j} + \Delta \text{ОР}_{i,j} + \Delta \text{НР}_{i,j} + \Delta \text{КИП}_{i,j} + \Delta B_{i,j}^{\Phi}}{\min(\text{УМ}_{i,j}; \text{РМ}_{i,j}) \times 12} \times 10^3,$$

(руб./МВт в мес.), (7)

где:

$T_{\text{OP}_{i,j}}$ – ставка операционных расходов на i -й год долгосрочного периода регулирования j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определяемая в соответствии с пунктом 5.1 настоящих Методических указаний, руб./МВт в мес.;

$\beta_{i,j}$ – коэффициент, определяемый как соотношение среднегодовой величины установленной мощности на первый год долгосрочного периода регулирования и минимальной из среднегодовых величин установленной и располагаемой мощности i -го года для j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации в соответствии с пунктом 5.2 настоящих Методических указаний.

$\text{НР}_{i,j}$ – неподконтрольные расходы в i -м году j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определяемые в соответствии с пунктом 10 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\text{РР}_{i,j}$ – расходы на покупку энергетических ресурсов (за исключением топлива, и электрической энергии на собственные нужды (включая производственные и хозяйственные нужды и потери на трансформаторах), воды в i -м году j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой

организации, определяемые в соответствии с пунктом 11 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Pi_{i,j}$ – нормативная прибыль j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, устанавливаемая органом регулирования на i -й год в соответствии с пунктом 12 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta OP_{i,j}$ – корректировка операционных расходов по результатам $(i-2)$ -го года j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определяемая в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний;

$\Delta NP_{i,j}$ – корректировка неподконтрольных расходов по результатам $(i-2)$ -го года j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определяемая в соответствии с пунктом 17 настоящих Методических указаний.

$\Delta KIP_{i,j}$ – корректировка, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации, определяемая на i -й год в соответствии с пунктом 18 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta B_{i1,j}^{\Phi}$ – корректировка, осуществляемая в связи с отклонениями фактических цен на топливо от учтенных органом регулирования при расчете цен (тарифов) на электрическую энергию в каждом году предыдущего долгосрочного периода регулирования j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, рассчитываемая по итогам каждого долгосрочного периода регулирования и учитываемая в (i_0+1) году (втором году) очередного долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 19 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$UM_{i,j}$ – среднегодовая величина установленной мощности j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, учтенная в сводном прогнозном балансе i -го года, МВт;

$PM_{i,j}$ – среднегодовая величина располагаемой мощности j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, учтенная в сводном прогнозном балансе i -го года, МВт;

Цены (тарифы) устанавливаются с календарной разбивкой, исходя из непревышения величины цен (тарифов) в первом полугодии очередного годового периода регулирования над величиной соответствующих цен (тарифов) во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря.

5.1. Значение $T_{OP_{i,j}}$ определяется по формуле:

$$T_{OP_{i,j}} = \frac{OP_{i,j}}{UM_{i0,j} \times 12} \cdot 10^3 \text{ (руб./МВт в мес.)}, \quad (7.1),$$

где

$OP_{i,j}$ – операционные расходы j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации на i -й год долгосрочного периода регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 8 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$UM_{i0,j}$ – среднегодовая величина установленной мощности j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, учтенная в сводном прогнозном балансе на первый ($i0$) год долгосрочного периода регулирования, МВт.

5.2. Значение $\beta_{i,j}$ определяется по формуле:

$$\beta_{i,j} = \frac{UM_{i0,j}}{\min(UM_{i,j}; PM_{i,j})} \quad (7.2)$$

6. При установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков - субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, с применением метода долгосрочной

индексации необходимой валовой выручки используются следующие долгосрочные параметры регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не пересматриваются, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 39(1) Основ ценообразования:

1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с пунктом 9 настоящих Методических указаний;

2) индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый Федеральной антимонопольной службой, в размере 0,5 процента;

3) показатели энергосбережения и энергетической эффективности согласно утвержденной (при ее наличии) в отношении j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности.

7. На каждый расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования определяются планируемые значения параметров расчета тарифов (далее – плановые параметры расчета регулируемых цен (тарифов)):

1) индекс потребительских цен (в среднем за год к предыдущему году), определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации;

2) индекс цен производителей промышленной продукции, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее – индекс цен производителей);

3) индексы изменения цен на k -ый вид топлива, определенные в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год долгосрочного периода регулирования в целях определения операционных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;

4) неподконтрольные расходы;

5) стоимость и сроки начала строительства (реконструкции) и ввода в эксплуатацию объектов, предусмотренных утвержденной инвестиционной программой регулируемой организации, источники финансирования утвержденной инвестиционной программы;

6) стоимость покупки единицы энергетических ресурсов (за исключением топлива), воды.

8. Операционные расходы на второй и последующие годы долгосрочного периода регулирования рассчитываются по формуле:

$$OP_{i,j} = OP_{i-1,j} \times \left(1 - \frac{ИОР}{100\%}\right) \times \left(1 + \frac{ИЦП_i}{100\%}\right) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (8),$$

где:

$OP_{i-1,j}$ – утвержденные операционные расходы j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации в $(i-1)$ -м году. Для первого года долгосрочного периода регулирования уровень операционных расходов (базовый уровень операционных расходов) $OP_{i0,j}$ определяется в соответствии с пунктом 9 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

ИОР – индекс эффективности операционных расходов, выраженный в процентах;

ИЦП _{i} – индекс цен производителей промышленной продукции в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на i -й год.

9. При расчете базового уровня операционных расходов учитываются следующие расходы:

1) расходы на приобретение сырья и материалов;

2) расходы на ремонт основных средств;

3) расходы на оплату труда, определяемые в соответствии с положениями пункта 26 Основ ценообразования;

4) расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам с организациями, за исключением расходов, включаемых в неподконтрольные расходы в соответствии с подпунктом «а» пункта 3 Приложения № 7 к Основам ценообразования;

5) расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, ведомственной и вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных и аудиторских услуг;

6) расходы на служебные командировки;

7) расходы на обучение персонала;

8) расходы по лизинговым платежам, расходы, связанные с арендой имущества, с учетом положений, предусмотренных Основами ценообразования;

9) другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным, связанные с деятельностью по производству электрической энергии.

Указанные выше расходы определяются методом экономически обоснованных расходов в соответствии с пунктами 15 и 16 Основ ценообразования.

10. В качестве неподконтрольных расходов следует учитывать:

1) расходы на оплату услуг, оказываемых по договору организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

2) расходы по оплате налогов, сборов и других обязательных платежей, предусмотренных законодательством Российской Федерации, включая плату за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов, а также расходы на обязательное страхование;

3) расходы, связанные с арендой имущества, с учетом положений, предусмотренных пунктом 4 Приложения № 7 к Основам ценообразования;

4) расходы на уплату страховых взносов, рассчитанные от величины расходов на оплату труда, учтенной в составе операционных расходов;

5) расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов, определяемые в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;

6) расходы на выплаты по договорам займа в случае возникновения кассовых разрывов по регулируемому виду деятельности и кредитным договорам, включая проценты по ним, за исключением расходов на погашение и обслуживание заемных средств, в том числе процентов по займам и кредитам, учитываемых в величине нормативной прибыли регулируемой организации в соответствии с пунктом 8 Приложения № 7 к Основам ценообразования. Величина процентов, включаемых в состав неподконтрольных расходов, принимается равной величине ставки по договору займа или кредитному договору, но не выше ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации, увеличенной на 4 процентных пункта;

7) другие расходы, в том числе расходы на создание или доведение запасов топлива до нормативов, установленных Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с пунктом 4.2.14.8 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 года № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577; 2020, № 15 (часть IV), ст. 2283);

8) суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов (в том числе топлива), воды, достигнутая j-ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации в предыдущих долгосрочных периодах регулирования, определенная в соответствии с пунктами 13 и 14 настоящих Методических указаний с учетом соотношения фактических объемов электрической энергии и мощности и объемов, учтенных при тарифном регулировании в каждом году i долгосрочного периода регулирования.

Расходы, указанные выше, определяются методом экономически обоснованных расходов.

11. Расходы на приобретение энергетических ресурсов (за исключением топлива и электрической энергии на собственные нужды (включая производственные, хозяйственные нужды и потери на трансформаторах), воды j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации в i -м году, $PP_{i,j}$, рассчитываются по формуле:

$$PP_{i,j} = \sum_z (V_{i,j,z} \times ЦР_{i,j,z}) \text{ (тыс. руб.)}, (9)$$

где:

$V_{i,j,z}$ – объем потребления z -го энергетического ресурса, воды j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации в i -м году, определяемый с учетом фактических значений объема потребления такого энергетического ресурса в предыдущие расчетные периоды регулирования;

$ЦР_{i,j,z}$ – плановая (расчетная) стоимость покупки единицы z -го энергетического ресурса j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации, воды, в i -м году.

12. Нормативная прибыль j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации на i -й год $\Pi_{i,j}$ определяется по формуле:

$$\Pi_{i,j} = KB_{i,j} + ЗС_{i,j}^{ИП} \text{ (тыс. руб.)}, (10),$$

где:

$KB_{i,j}$ – расходы на капитальные вложения (инвестиции) j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определяемые в соответствии с пунктом 8 Приложения № 7 к Основам ценообразования;

$ЗС_{i,j}^{ИП}$ – расходы на погашение и обслуживание заемных средств j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы, в

размере, определяемом исходя из срока их возврата, предусмотренного договорами займа и кредитными договорами, тыс. руб.

13. Экономия операционных расходов j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации возникает в случае, если фактические операционные расходы составили меньшую величину, чем это было предусмотрено органом регулирования.

Экономия операционных расходов, достигнутая j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организацией в каждом году долгосрочного периода регулирования, учитывается при установлении тарифов в течение 5 лет, начиная с года возникновения экономии, если иной срок не предусмотрен абзацем третьим настоящего пункта.

При осуществлении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, предусмотренных утвержденной программой в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, период сохранения экономии равен сроку окупаемости указанных мероприятий, увеличенному на 2 года.

В течение долгосрочного периода регулирования при достижении экономии операционных расходов ставка операционных расходов на величину указанной экономии не пересматривается до окончания долгосрочного периода регулирования.

В случае если часть периода сохранения экономии приходится на следующие долгосрочные периоды регулирования, экономия расходов учитывается при установлении тарифов на следующие долгосрочные периоды регулирования, в составе неподконтрольных расходов в порядке, определенном настоящими Методическими указаниями.

Аналогичным образом при расчете цен (тарифов) учитывается экономия от снижения потребления энергетических ресурсов, воды (в том числе связанная со сменой видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на генерирующих объектах) при условии, что затраты на проведение мероприятий по их снижению не учтены и не будут учтены при установлении цен (тарифов) на

мощность, не финансировались и не будут финансироваться за счет бюджетных средств.

14. Суммарная экономия операционных расходов и расходов от снижения потребления энергетических ресурсов, воды и топлива (в том числе связанная со сменой видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на генерирующих объектах), достигнутая j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организацией в предыдущих долгосрочных периодах регулирования и включаемая в необходимую валовую выручку в составе неподконтрольных расходов с учетом периода сохранения экономии, определенного в соответствии с пунктом 13 настоящих Методических указаний, $Эк_{i,j}$, определяется на каждый год i очередного долгосрочного периода регулирования по формуле:

$$Эк_{i,j} = (ЭОР_{i,j} + ЭП_{i,j}) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (11),$$

где:

$ЭОР_{i,j}$ и $ЭП_{i,j}$ – соответственно величина экономии операционных расходов и величина экономии от снижения потребления энергетических ресурсов, воды и топлива (в том числе связанная со сменой видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на генерирующих объектах), достигнутые j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организацией в предыдущих долгосрочных периодах регулирования, тыс. руб.

15. Орган регулирования ежегодно производит корректировку долгосрочных цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), устанавливаемых на очередной финансовый год, с учетом:

- отклонения фактических значений параметров расчета цен (тарифов) от планировавшихся значений параметров расчета цен (тарифов);
- корректировки планируемых значений параметров расчета цен (тарифов), исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации;

- учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования;

- результатов деятельности j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации за предыдущий долгосрочный период регулирования.

В целях установления тарифов на 1-й и 2-й годы долгосрочного периода регулирования при расчете показателей ΔOP_i , ΔNP_i , ΔKIP_i учитываются результаты деятельности j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации соответственно в предпоследнем и последнем годах предшествующего долгосрочного периода регулирования в соответствии с настоящим пунктом.

16. Корректировка операционных расходов j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации по результатам $(i-2)$ -го года рассчитывается по формуле:

$$\Delta OP_{i,j} = (OP_{i_0,j} \times \prod_{j=i_0+1}^{i-2} [(1 - \frac{ИОР}{100\%}) \times (1 + \frac{ИЦП_j^\phi}{100\%})] - OP_{i-2}) (\text{тыс. руб.}), (12),$$

где:

$OP_{i-2,j}$ – операционные расходы, учтенные при установлении для j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации цен (тарифов) на мощность на $i-2$ год;

ИОР – индекс эффективности операционных расходов, выраженный в процентах;

$ИЦП_j^\phi$ – фактический индекс изменения цен производителей промышленной продукции в j -м году.

17. Корректировка неподконтрольных расходов j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации по результатам $(i-2)$ -го года рассчитывается по формуле:

$$\Delta NP_{i,j} = NP_{i-2,j}^{\text{факт}} - NP_{i-2,j} (\text{тыс. руб.}), (13),$$

где:

$НР_{i-2,j}^{\text{факт}}$, $НР_{i-2,j}$ - соответственно фактическая и учтенная органом регулирования при установлении цен (тарифов) на мощность j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации на $i-2$ год величина неподконтрольных расходов.

18. Размер корректировки, осуществляемой в i -м году в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации, $\Delta\text{КИП}_{i,j}$, рассчитывается по формуле:

$$\Delta\text{КИП}_{i,j} = \text{СС}_{i-2,j}^{\text{ИП}} \times \left(\frac{\text{ИП}_{i-2,j}^{\text{ф}}}{\text{ИП}_{i-2,j}^{\text{пл}}} - 1 \right) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (14),$$

где:

$\text{СС}_{i-2,j}^{\text{ИП}}$ – объем собственных средств j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации на реализацию инвестиционной программы, учтенный при установлении тарифов на $(i-2)$ -й год и включающий амортизацию основных средств и нематериальных активов, расходы из прибыли и иные собственные средства, определенные инвестиционной программой, тыс. руб.;

$\text{ИП}_{i-2,j}^{\text{пл}}$ – плановый размер финансирования инвестиционной программы j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, определенный в соответствии с утвержденной инвестиционной программой. Инвестиционная программа утверждается в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 49, ст. 5978; официальный интернет-портал правовой информации (www.pravo.gov.ru), 2020, 3 мая, № 0001202005030001) (далее – Правила № 977), на $(i-2)$ -й год, за счет источников, учтенных в тарифах на $(i-2)$ -й год, тыс. руб.;

$ИП_{i-2,j}^{\Phi}$ – объем фактического исполнения инвестиционной программы j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации за счет источников, учтенных при установлении тарифов в $(i-2)$ -м году, по объектам по стоимости, определенной в инвестиционной программе с учетом ее корректировки в соответствии с Правилами № 977 в течение $(i-2)$ -ого года, тыс. руб.

Указанная корректировка производится только для регулируемых организаций (по генерирующим объектам (тепловым электростанциям), для которых утверждена инвестиционная программа в соответствии с Правилами № 977 на $(i-2)$ -й год, за исключением случаев когда финансирование мероприятий утвержденной инвестиционной программы осуществляется только за счет амортизации основных средств и нематериальных активов при условии выполнения вводов основных средств (с учетом незавершенного строительства) по объектам утвержденной инвестиционной программы.

19. Размер корректировки, осуществляемой в $(i0+1)$ году каждого очередного долгосрочного периода регулирования, начиная со второго долгосрочного периода регулирования, в связи с отклонениями фактически сложившихся цен на топливо (по видам топлива) от учтенных органом регулирования при расчете цен (тарифов) на электрическую энергию j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации в каждом i -ом году предыдущего долгосрочного периода регулирования, и определяемой суммарно по итогам долгосрочного периода регулирования по формуле:

$$\Delta B_{i1,j}^{\Phi} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{n=i01}^{i1} \left((C_{T,n,j,k}^{\Phi} - C_{T,n,j,k}) \times V_{T,n,j,k} \right); \text{ при } C_{T,n,j,k}^{\Phi} > C_{T,n,j,k} \\ 0; \text{ при } C_{T,n,j,k}^{\Phi} \leq C_{T,n,j,k} \end{array} \right\}$$

(тыс. руб.), (15),

где:

$i01$ – первый (базовый) год предыдущего долгосрочного периода регулирования;

$i1$ – последний год предыдущего долгосрочного периода регулирования;

$C_{T,n,j,k}^{\Phi}$ – фактическая цена на k -ый вид топлива j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, сложившаяся в году n предыдущего долгосрочного периода регулирования, рассчитываемая органом регулирования в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования в году $(i0+1)$ очередного долгосрочного периода регулирования, руб./т у.т;

$C_{T,n,j,k}$ – плановая (расчетная) цена на k -ый вид топлива j -ого генерирующего объекта (тепловой электростанции) регулируемой организации, учтенная органом регулирования в цене (тарифе) на электрическую энергию на n -ый год предыдущего долгосрочного периода регулирования, руб./т у.т;

$V_{T,n,j,k}$ – плановый объем потребления k -го вида топлива j -ым генерирующим объектом (тепловой электростанцией) регулируемой организации, учтенный органом регулирования в цене (тарифе) на электрическую энергию на n -ый год предыдущего долгосрочного периода регулирования, т у.т.

В случае, если при расчете величины $\Delta B_{i1,j}^{\Phi}$ в одном из расчетных периодов регулирования (год) предыдущего долгосрочного периода регулирования отклонение фактически сложившихся цен на топливо от плановых, учтенных органом регулирования при расчете цен (тарифов) на электрическую энергию в таком году, принимает отрицательное значение, то данная величина принимается равной 0 и не учитывается при расчете размера корректировки $\Delta B_{i1,j}^{\Phi}$.

20. При формировании тарифов регулируемой организации объем плановых (расчетных) расходов определяется исходя из плановых (расчетных) значений цен и экономически обоснованных объемов работ (услуг).

При определении плановых (расчетных) и фактических значений расходов (цен) орган регулирования использует источники информации о ценах (тарифах) и расходах в соответствии с пунктами 29 и 31 Основ ценообразования.

Фактические значения расходов регулируемой организации определяются органом регулирования на основании данных бухгалтерского учета регулируемой организации.

IV. Расчет расходов, относимых на производство электрической энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

21. При применении метода экономически обоснованных расходов расчет расходов, относимых на производство электрической энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, производится в соответствии с Основами ценообразования.

22. К прямым расходам, относимым на производство электрической энергии (мощности), относятся расходы на топливо и иные расходы, связанные исключительно с осуществлением деятельности по производству электрической энергии (мощности).

Расходы на топливо определяются в соответствии с пунктом 4 настоящих Методических указаний на основании норматива удельного расхода условного топлива при производстве электрической энергии.

К косвенным расходам следует относить расходы, связанные с осуществлением деятельности по производству электрической и тепловой энергии, не отнесенные к прямым расходам.

Распределение косвенных расходов между электрической энергией, вырабатываемой поставщиком оптового рынка, и другими видами деятельности по решению органа регулирования производится в соответствии с одним из нижеследующих способов:

- согласно учетной политике поставщика электрической энергии (мощности);
- пропорционально расходам условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

23. Плановые и фактические неподконтрольные расходы и расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов (за исключением топлива), воды на каждый год долгосрочного периода регулирования, а также базовый уровень операционных расходов, относимые на производство электрической энергии (мощности), определяются посредством распределения прямых и косвенных расходов, относимых на производство электрической энергии (мощности) в соответствии с пунктами 21, 22 настоящих Методических указаний.