



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ЗАРЕГИСТРИРОВАНО**

Регистрационный № 70032

от "09" сентября 2022 г.

## ФЕДЕРАЛЬНАЯ АНТИМОНОПОЛЬНАЯ СЛУЖБА

### П Р И К А З

27.06.2022

№

449/22

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

В соответствии с абзацем первым пункта 39.1, абзацем вторым пункта 48 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589; 2020, № 12, ст. 1777), пунктом 1, подпунктом 5.2.9(22).2 пункта 5 Положения о Федеральной антимонопольной службе, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 331 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 31, ст. 3259; 2015, № 44, ст. 6133; 2015, № 37, ст. 5153),

п р и к а з ы в а ю:



2021-151842

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 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.

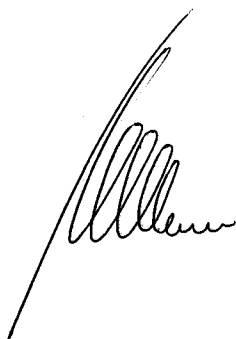
2. Признать утратившими силу:

- приказ ФАС России от 27 марта 2020 г. № 330/20 «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» (зарегистрирован Минюстом России 16 июня 2020 г., регистрационный № 58657);

- приказ ФАС России от 3 декабря 2021 г. № 1349/21 «О внесении изменений в 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, утвержденные приказом ФАС России от 27 марта 2020 г. № 330/20» (зарегистрирован Минюстом России 16 декабря 2021 г., регистрационный № 66384).

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

Руководитель



М.А. Шаскольский

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

**I. 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 электростанциями, функционирующими  
на территории неценовых зон оптового рынка электрической  
энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода  
долгосрочной индексации необходимой валовой выручки**

1. Настоящие 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 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.

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 регулирования расходах по производству электрической энергии и содержанию мощности, представленных регулируемой организацией

в орган регулирования.

Для целей применения настоящих Методических указаний под электростанцией понимается генерирующий объект (генерирующая единица мощности), при употреблении словосочетания «генерирующий объект» без уточнения типа электростанции понимается тепловая электростанция и гидравлическая электрическая станция.

Для регулируемых организаций Дальнего Востока в соответствии с абзацем шестым пункта 49 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2015, № 37, ст. 5153) (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 регулируемые организации 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 регулируемых организаций Дальнего Востока, участвующих 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.

## **II. Расчет регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для регулируемых организаций, 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:

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

где:

$PT_{i,j}^{\text{э}}$  — 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.;

$P_{i,j}^{\text{ко}}$  — 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.;

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

4.1. Значение  $PT_{i,j}^{\mathcal{E}}$  определяется по формуле:

$$PT_{i,j}^{\mathcal{E}} = V_{T,i,j} \times ЦТ_{i,j} \times 10^{-3} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (2)$$

где:

$V_{T,i,j}$  — плановый объем потребления топлива  $j$ -ым генерирующим объектом тепловой электростанции регулируемой организации в  $i$ -ом году долгосрочного периода регулирования, определяемый на основании сводного прогнозного баланса, рассчитывается по формуле:

$$V_{T,i,j} = b_{i,j} \times \mathcal{E}_{i,j} \text{ (тонны условного топлива)}, \quad (3)$$

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), граммы условного топлива/кВт·ч;

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

$Ц_{Т,ij}$  — 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, рассчитывается по формуле:

$$Ц_{Т,ij} = \frac{\sum_k (C_{Т,ij,k} \times V_{Т,ij,k})}{\sum_k V_{Т,ij,k}} \text{ (руб./тонну условного топлива)}, \quad (4),$$

где:

$V_{Т,ij,k}$  — плановый объем потребления  $k$ -го вида топлива  $j$ -ым генерирующим объектом тепловой электростанции регулируемой организации, определяемый на  $i$ -ый год долгосрочного периода регулирования на основании сводного прогнозного баланса, тонны условного топлива;

$C_{Т,ij,k}$  — 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:

$$C_{Т,ij,k} = C_{Т,i-1,j,k} \times I_{i,k}^T \text{ (руб./тонну условного топлива)}, \quad (5),$$

где:

$C_{Т,i-1,j,k}$  — 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 ( $i_0$ ) очередного долгосрочного периода регулирования цена  $k$ -го вида топлива определяется на основании пункта 29 Основ ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504), руб./тонну условного топлива;

$I_{i,k}^T$  — индекс изменения цен  $k$ -го вида топлива в  $i$ -м году, определяемый по формуле:

$$I_{i,k}^T = \frac{I_{i-2,k}^{\text{факт}} \times I_{i,k}^{\text{план}}}{I_{i-2,k}^{\text{план}}} (\%), \quad (6),$$



где:

$I_{i-2,k}^{\text{факт}}$  — фактические индексы изменения цен  $k$ -го вида топлива за  $(i-2)$ -й год долгосрочного периода регулирования, определяемые в соответствии с одобренным Правительством Российской Федерации на основании статьи 26 Федерального закона от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26, ст. 3378) прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на год  $i$  (далее — прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), в процентах;

$I_{i,k}^{\text{план}}$  — плановые индексы изменения цен  $k$ -го вида топлива за  $i$ -й год долгосрочного периода регулирования, определяемые в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, в процентах;

$I_{i-2,k}^{\text{план}}$  — плановые индексы изменения цен  $k$ -го вида топлива за  $(i-2)$ -й год долгосрочного периода регулирования, определяемые в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, в процентах.

При определении индекса изменения цен  $k$ -го вида топлива в  $i$ -м году согласно формуле (6) фактический и плановый индексы за  $(i-2)$ -й год долгосрочного периода регулирования принимаются равными единице при условии, что год  $(i-2)$  является первым годом ( $i_0$ ) долгосрочного периода регулирования или цена  $k$ -го вида топлива в году  $(i-2)$  рассчитана в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.

В случае, если цены на топливо подлежат государственному регулированию, то для расчета плановой (расчетной) цены на условное топливо применяются цены, установленные на очередной период регулирования.

4.2. Расходы на услуги коммерческого оператора  $P_{i,j}^{\text{ко}}$  на  $i$ -ый год долгосрочного периода регулирования  $j$ -ого генерирующего объекта

регулируемой организации определяются по формуле:

$$P_{i,j}^{KO} = T_{i,j}^{KO} \times \mathcal{E}_{i,j} \times 10^{-3} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (7),$$

где:

$T_{i,j}^{KO}$  — цена (тариф) на услуги коммерческого оператора на  $i$ -ый год долгосрочного периода регулирования, руб./кВт·ч.

4.3. Для регулируемых организаций Дальнего Востока в соответствии с абзацем шестым пункта 49 Основ ценообразования для расчетов за поставленную указанными регулируемыми организациями на оптовый рынок электрическую энергию используется регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях, с использованием которых указанные регулируемые организации 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, рассчитываемая по формуле:

$$T_i^{\mathcal{E}} = \frac{\sum_{j=1}^J T_{i,j}^{\mathcal{E}} \times \mathcal{E}_{i,j}^{\text{отп}}}{\sum_{j=1}^J \mathcal{E}_{i,j}^{\text{отп}}} \text{ (руб./кВт·ч)}, \quad (8),$$

где:

$J$  — количество  $j$ -ых генерирующих объектов тепловых электростанций регулируемой организации, с использованием которых указанная регулируемая организация участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке;

$T_{i,j}^{\mathcal{E}}$  — регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию  $j$ -ого генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации, с использованием которой указанная регулируемая организация 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 электрическую энергию  $j$ -ого генерирующего объекта (гидравлической электрической станции) производителя электрической энергии (мощности) на каждый  $i$ -й год долгосрочного периода регулирования  $T_{i,j}^{\text{э(гэс)}}$  определяется по формуле:

$$T_{i,j}^{\text{э(гэс)}} = \frac{ВН_{i,j} + P_{i,j}^{\text{ко}}}{\mathcal{E}_{i,j}^{\text{отп(гэс)}}} \times 10^{-3} \text{ (руб./кВт·ч)}, \quad (9),$$

где:

$ВН_{i,j}$  — расходы на оплату водного налога за использование водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики (плата за пользование водными объектами)  $j$ -того генерирующего объекта (гидравлической электрической станции) регулируемой организации при производстве электрической энергии, определяемые исходя из объема выработки электрической энергии, учтенного в сводном прогнозном балансе  $i$ -того года, на  $i$ -ый год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 5.1 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

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

$\mathcal{E}_{i,j}^{\text{отп(гэс)}}$  — объем отпуска  $j$ -ого генерирующего объекта (гидравлической электрической станции) регулируемой организации в сеть электрической энергии в  $i$ -ом году долгосрочного периода регулирования, млн. кВт·ч.

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

$$ВН_{i,j} = Э_{i,j}^{\text{бал(ГЭС)}} \times T_{i,j}^{\text{ВН(ГЭС)}} \times 10^{-3} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (10),$$

где:

$Э_{i,j}^{\text{бал(ГЭС)}}$  — плановый (расчетный) объем выработки электрической энергии  $j$ -ого генерирующего объекта (гидравлической электрической станции) регулируемой организации на  $i$ -ый год долгосрочного периода регулирования, учтенный в сводном прогнозном балансе  $i$ -того года, млн. кВт·ч;

$T_{i,j}^{\text{ВН(ГЭС)}}$  — налоговая ставка при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики (ставка платы за использование водных объектов или их частей без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии), определяемая в соответствии с законодательством Российской Федерации, (руб./тыс. кВт·ч).

6. Цены (тарифы) устанавливаются с календарной разбивкой исходя из неперевышения 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.

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

$$T_{i,j}^M = T_{OP,i,j} \times \beta_{i,j} + \frac{НР_{i,j} + PP_{i,j} + П_{i,j} + \Delta OP_{i,j} + \Delta НР_{i,j} + \Delta КИП_{i,j} + \Delta B_{i,j}^{\phi}}{\min(УМ_{i,j}; PM_{i,j}) \times 12} \times 10^3 \text{ (руб./МВт в мес.)}, \quad (11),$$

где:

$T_{OP,i,j}$  — ставка операционных расходов на  $i$ -й год долгосрочного периода регулирования  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, определяемая в соответствии с пунктом 7.1 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 регулируемой организации в соответствии с пунктом 7.2 настоящих Методических указаний;

$НР_{i,j}$  — неподконтрольные расходы в  $i$ -м году  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, определяемые в соответствии с пунктом 12 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$РР_{i,j}$  — 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 регулируемой организации, определяемые в соответствии с пунктом 13 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$П_{i,j}$  — нормативная прибыль  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, устанавливаемая органом регулирования на  $i$ -й год в соответствии с пунктом 14 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta ОР_{i,j}$  — корректировка операционных расходов по результатам  $(i-2)$ -го года  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta НР_{i,j}$  — корректировка неподконтрольных расходов по результатам  $(i-2)$ -го года  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, определяемая в соответствии с пунктом 19 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta КИП_{i,j}$  — корректировка, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы  $j$ -ым генерирующим объектом регулируемой организации, определяемая на  $i$ -й год в соответствии с пунктом 20 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$\Delta B_{i,j}^{\phi}$  — корректировка, осуществляемая в связи с отклонениями фактических цен на топливо от учтенных органом регулирования при расчете

цен (тарифов) на электрическую энергию в каждом следующем периоде регулирования за каждый прошедший период регулирования в соответствии с пунктом 21 Методических указаний, тыс. руб.;

$УМ_{i,j}$  — среднегодовая величина установленной мощности  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, учтенная в сводном прогнозном балансе  $i$ -го года, МВт;

$РМ_{i,j}$  — среднегодовая величина располагаемой мощности  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, учтенная в сводном прогнозном балансе  $i$ -го года, МВт;

$\min(УМ_{i,j}; РМ_{i,j})$  — минимальное значение из  $УМ_{i,j}$  и  $РМ_{i,j}$ , МВт.

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

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

где:

$OP_{i,j}$  — операционные расходы  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации на  $i$ -й год долгосрочного периода регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 10 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$УМ_{i0,j}$  — среднегодовая величина установленной мощности  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, учтенная в сводном прогнозном балансе на первый ( $i_0$ ) год долгосрочного периода регулирования, МВт.

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

$$\beta_{i,j} = \frac{УМ_{i0,j}}{\min(УМ_{i,j}; РМ_{i,j})}, \quad (13).$$

8. При установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для регулируемых организаций 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 абзацем седьмым пункта 39(1) Основ ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589; 2020, № 12, ст. 1777):

1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с пунктом 11 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 регулируемой организации программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности.

9. 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) плановые индексы изменения цен  $k$ -го вида топлива за  $i$ -й год долгосрочного периода регулирования, 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, 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.

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

$$OP_{i,j} = OP_{i-1,j} \times \left(1 - \frac{ИОР}{100\%}\right) \times \left(1 + \frac{ИЦП}{100\%}\right) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (14),$$

где:

$OP_{i-1,j}$  — утвержденные операционные расходы  $j$ -ого генерирующего объекта 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 11 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

ИОР — индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый Федеральной антимонопольной службой, в размере 0,5 процента;

ИЦП <sub>$i$</sub>  — индекс цен производителей промышленной продукции в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на  $i$ -й год, выраженный в процентах.

11. 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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504);
- 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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589);
- 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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2022, № 27, ст. 4863);
- 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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504).

12. 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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589);

4) расходы на уплату страховых взносов в соответствии с подпунктом «г» пункта 3 приложения № 7 к Основам ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589), рассчитанные исходя из экономически обоснованных расходов на оплату труда, учтенных в составе операционных расходов в соответствии с подпунктом «в» пункта 1 приложения № 7 к Основам ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589);

5) расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов, определяемые в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2014, № 25, ст. 3311);

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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019,

№ 27, ст. 3589; 2020, № 52, ст. 8867). 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, в соответствии с подпунктом «е» пункта 3 приложения № 7 к Основам ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589);

7) другие расходы в соответствии с пунктом 16 Основ ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504), в том числе расходы на создание или доведение запасов топлива до нормативов, установленных Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом 4.2.14.8 пункта 4 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; 2011, № 44, ст. 6269);

8) суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов (в том числе топлива), воды, достигнутая  $j$ -ым генерирующим объектом регулируемой организации в предыдущих долгосрочных периодах регулирования, определенная в соответствии с пунктами 15 и 16 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.

13. 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 регулируемой организации в  $i$ -м году,  $PP_{i,j}$ ,

рассчитываются по формуле:

$$PP_{i,j} = \sum_z (V_{i,j,z} \times ЦР_{i,j,z}) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (15),$$

где:

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

$ЦР_{i,j,z}$  — плановая (расчетная) цена покупки единицы  $z$ -го энергетического ресурса  $j$ -ым генерирующим объектом регулируемой организации, воды, в  $i$ -м году (тыс. руб./тонну условного топлива, тыс. руб./метр кубический).

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

$$\Pi_{i,j} = KB_{i,j} + ЗС_{i,j}^{ип} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (16),$$

где:

$KB_{i,j}$  — расходы на капитальные вложения (инвестиции)  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, определяемые в соответствии с пунктом 8 приложения № 7 к Основам ценообразования, тыс. руб.;

$ЗС_{i,j}^{ип}$  — расходы на погашение и обслуживание заемных средств  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы, в размере, определяемом исходя из срока их возврата, предусмотренного договорами займа и кредитными договорами, тыс. руб.

15. Экономия операционных расходов  $j$ -ого генерирующего объекта 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 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.

16. 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

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 15 настоящих Методических указаний,  $\text{Эк}_{i,j}$ , определяется на каждый год  $i$  очередного долгосрочного периода регулирования по формуле:

$$\text{Эк}_{i,j} = (\text{ЭОР}_{i,j} + \text{ЭП}_{i,j}) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (17),$$

где:

$\text{ЭОР}_{i,j}$ ,  $\text{ЭП}_{i,j}$  — 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 регулируемой организации в предыдущих долгосрочных периодах регулирования, тыс. руб.

17. 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 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 регулируемой организации за предыдущий долгосрочный период регулирования.

В целях установления тарифов на 1-й и 2-й годы долгосрочного периода

регулирования при расчете показателей  $\Delta OP_{i,j}$ ,  $\Delta NP_{i,j}$ ,  $\Delta KIP_{i,j}$ , учитываются результаты деятельности  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации соответственно в предпоследнем и последнем годах предшествующего долгосрочного периода регулирования в соответствии с настоящим пунктом.

18. Размер корректировки операционных расходов  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации по результатам  $(i-2)$ -го года,  $\Delta OP_{i,j}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Delta OP_{i,j} = OP_{i0,j} \times \prod_{n=i0+1}^{i-2} \left[ \left( 1 - \frac{ИОР}{100\%} \right) \times \left( 1 + \frac{ИЦП_n^\Phi}{100\%} \right) \right] - OP_{i-2,j} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (18),$$

где:

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

$ИЦП_n^\Phi$  — фактический индекс изменения цен производителей промышленной продукции в  $n$ -м году, выраженный в процентах.

19. Размер корректировки неподконтрольных расходов  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации по результатам  $(i-2)$ -го года,  $\Delta NP_{i,j}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Delta NP_{i,j} = NP_{i-2,j}^{\text{факт}} - NP_{i-2,j} \text{ (тыс.руб.)}, \quad (19),$$

где:

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

20. Размер корректировки, осуществляемой в  $i$ -м году в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы  $j$ -ым генерирующим объектом регулируемой организации,  $\Delta KIP_{i,j}$ , рассчитывается

по формуле:

$$\Delta \text{КИП}_{i,j} = \text{СС}_{i-2,j}^{\text{ИП}} \times \left( \frac{\text{ИП}_{i-2,j}^{\phi}}{\text{ИП}_{i-2,j}^{\text{пл}}} - 1 \right) \text{ (тыс. руб.)}, \quad (20),$$

где:

$\text{СС}_{i-2,j}^{\text{ИП}}$  — объем собственных средств  $j$ -ого генерирующего объекта 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 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 1 декабря 2009 г. № 977 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 49, ст. 5978; 2022, № 21, ст. 3473) (далее - Правила № 977), на  $(i-2)$ -й год, за счет источников, учтенных в тарифах на  $(i-2)$ -й год, тыс. руб.;

$\text{ИП}_{i-2,j}^{\phi}$  — объем фактического исполнения инвестиционной программы  $j$ -ым генерирующим объектом 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, 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.

21. Корректировка в связи с отклонением фактических параметров расчета цены на электрическую энергию  $j$ -го генерирующего объекта в  $i-2$  году от плановых, учтенных при установлении цен (тарифов) регулирующим органом на  $i-2$ -й год, рассчитывается по каждому периоду, на который были установлены цены (тарифы) на электрическую энергию.

Размер корректировки, осуществляемой при установлении цен (тарифов) на  $i$ -ый период регулирования, в связи с отклонением фактических параметров расчета цены на электрическую энергию  $j$ -го генерирующего объекта в  $i-2$  году от плановых, учтенных органом регулирования при расчете цен (тарифов) на электрическую энергию  $j$ -ого генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации в  $i-2$  периоде регулирования определяется по формуле:

$$\Delta B_{i,j}^{\phi} = \max\{0; (\text{ТОП}_{i-2,j}^{\phi} - \text{ТОП}_{i-2,j}^{\text{п}}) \times \mathcal{E}_{i-2,j}\} \text{ (тыс.руб.)}, \quad (21),$$

где:

$\mathcal{E}_{i-2,j}$  — фактический объем отпуска электрической энергии с шин  $j$ -ого генерирующего объекта регулируемой организации в  $i-2$ -ом году долгосрочного периода регулирования, млн. кВт·ч;

$\text{ТОП}_{i-2,j}^{\text{п}}, \text{ТОП}_{i-2,j}^{\phi}$  — соответственно плановая и фактическая топливные составляющие цены на электрическую энергию  $j$ -го генерирующего объекта в  $i-2$  году, определяемые по формулам (22) и (23):

$$\text{ТОП}_{i-2,j}^{\text{п}} = (b_{i-2,j}^{\text{п}} \times \text{ЦТ}_{i-2,j}^{\text{п}}) / 1000 \text{ (руб./МВт·ч)}, \quad (22),$$

$$\text{ТОП}_{i-2,j}^{\phi} = (b_{i-2,j}^{\phi} \times \text{ЦТ}_{i-2,j}^{\phi}) / 1000 \text{ (руб./МВт·ч)}, \quad (23),$$

где:

$b_{i-2,j}^{\text{п}}$  — удельный расход условного топлива при производстве электрической энергии  $j$ -ого генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации, учтенный при установлении цен (тарифов) регулирующим органом на  $i-2$ -й год долгосрочного периода регулирования,

граммы условного топлива/кВт·ч;

$b_{i-2,j}^{\phi}$  — фактический удельный расход условного топлива при производстве электрической энергии  $j$ -ого генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации в  $i-2$ -ом году долгосрочного периода регулирования, граммы условного топлива/кВт·ч. При этом, если фактический удельный расход условного топлива при производстве электрической энергии  $j$ -ого генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации в  $i-2$ -ом году долгосрочного периода регулирования выше удельного расхода условного топлива при производстве электрической энергии  $j$ -ого генерирующего объекта тепловой электростанции организации регулируемой, учтенного при установлении цен (тарифов) регулирующим органом на  $i-2$ -й год долгосрочного периода регулирования, для целей расчета  $\text{ТОП}_{i-2,j}^{\phi}$  используется значение  $b_{i-2,j}^{\pi}$ ;

$\text{ЦТ}_{i-2,j}^{\phi}$  — фактическая цена на условное топливо  $j$ -го генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации с учетом затрат на его доставку на  $i-2$  год долгосрочного периода регулирования, определяемая по формуле:

$$\text{ЦТ}_{i-2,j}^{\phi} = \frac{\sum_{k=1}^n (c_{T,i-2,j,k}^{\phi} \times V_{T,i-2,j} \times K_{i-2,j,k}^{\phi})}{\sum_{k=1}^n V_{T,i-2,j,k}} \text{ (руб.)}, \quad (24),$$

где:

$V_{T,i-2,j}$  — плановый объем потребления условного топлива  $j$ -ым генерирующим объектом тепловой электростанцией регулируемой организации, учтенный при установлении тарифов на электрическую энергию на  $i-2$  год долгосрочного периода регулирования, тонны условного топлива;

$K_{i-2,j,k}^{\phi}$  — доля  $k$ -го вида топлива в фактическом объеме потребления условного топлива  $j$ -го генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации за  $i-2$  год;

$C_{T,i-2,j,k}^{\Phi}$  — фактическая цена на  $k$ -ый вид топлива  $j$ -го генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации за  $i-2$  год, рассчитываемая органом регулирования в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования в году  $(i-1)$ , руб./ тонну условного топлива;

$ЦТ_{i-2,j}^{\Pi}$  — плановая (расчетная) цена на условное топливо  $j$ -го генерирующего объекта тепловой электростанции регулируемой организации с учетом затрат на его доставку, определяемая в соответствии с формулой (4) настоящих Методических указаний на  $i-2$  год долгосрочного периода регулирования, руб.

Экономия расходов на топливо, образующаяся в результате смены видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на генерирующих объектах, определяется с учетом положений пункта 6 приложения № 7 к Основам ценообразования (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2019, № 27, ст. 3589).

22. 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 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504).

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

**III. Распределение расходов, относимых на производство электрической энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, при установлении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для регулируемых организаций, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки**

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 пунктом 24 настоящих Методических указаний.

24. 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 регулируемой организацией, и другими видами деятельности по решению органа регулирования производится одним из нижеследующих способов:

- пропорционально расходам условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности;
- согласно учетной политике регулируемой организации.