

**ПРИКАЗА МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ
КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

**О внесении изменений в приказ Министерства энергетики
Кыргызской Республики «Об утверждении Методики
определения тарифов на электрическую энергию» от 6
октября 2023 года № 01-13/199**

В целях надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей электрической энергии в условиях дефицита, обеспечения возмещения расходов электроснабжающих организаций, а также уменьшения объемов перекрестного субсидирования между различными категориями потребителей и сохранения тарифов на электрическую энергию для малообеспеченных семей и энергоемких потребителей на действующем уровне, в соответствии со статьей 6 Закона Кыргызской Республики «Об энергетике», руководствуясь статьями 13, 17 конституционного Закона Кыргызской Республики «О Кабинете Министров Кыргызской Республики», **приказываю:**

1. Приложение приказа Министерства энергетики Кыргызской Республики «Об утверждении Методики определения тарифов на электрическую энергию» от 6 октября 2023 года № 01-13/199 изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему приказу.

2. Управлению электроэнергетики:

- в течении трех дней со дня регистрации настоящего приказа принять меры по его официальному опубликованию в соответствии с постановлением Правительства Кыргызской Республики «Об источниках официального опубликования нормативных правовых актов Кыргызской Республики» от 26 февраля 2010 года № 117;

- в течении трех рабочих дней со дня официального опубликования направить копии нормативного правового акта в двух экземплярах на государственном и официальном языках, на бумажном и электронном носителях с указанием информации об источнике его опубликования в Министерство юстиции Кыргызской Республики для включения в Государственный реестр нормативных правовых актов Кыргызской Республики;

- в течении трех рабочих дней со дня вступления в силу направить в Администрацию Президента Кыргызской Республики.

3. Настоящий приказ вступает в силу по истечении семи дней со дня официального опубликования.

Министр

Т.О. Ибраев

СПРАВКА-ОБОСНОВАНИЕ

к проекту приказа

Министерства энергетики Кыргызской Республики «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики Кыргызской Республики «Об утверждении Методики определения тарифов на электрическую энергию» от 6 октября 2023 года № 01-13/199

1. Цель и задачи

Целью и задачей данного проекта приказа Министерства энергетики Кыргызской Республики является урегулирования взаимоотношений на оптовом рынке электрической энергии в связи с реструктуризацией энергетического сектора Кыргызской Республики, обеспечения энергетической безопасности и устойчивой работы энергосистемы, бесперебойного обеспечения экономики республики и населения электрической энергией.

2. Описательная часть

Действующая Методика определения тарифов на электрическую энергию (далее – Методика) утверждена приказом Министерства энергетики Кыргызской Республики от 6 октября 2023 года № 01-13/199.

Указанная Методика определяет тарифы на электрическую энергию, которые должны отражать все обоснованные затраты электроэнергетических предприятий. Методика распространяется на электроэнергетические предприятия (далее – ЭЭП), вырабатывающие, передающие, распределяющие и поставляющие электрическую энергию объемом более 1 млрд. кВтч, регулирование тарифов которых осуществляется по решению Кабинета Министров Кыргызской Республики.

В виду состоявшихся ряд реформ в энергетическом секторе Кыргызской Республики возникла необходимость в пересмотре данной Методики.

Также, в соответствии с Указом Президента Кыргызской Республики «О некоторых вопросах топливно-энергетического комплекса» от 3 апреля 2024 года № 89, постановлением Кабинета Министров Кыргызской Республики «О передаче имущественных комплексов филиалов открытого акционерного общества «Электрические станции» ТЭЦ города Бишкек и «Бишкектеплосеть» мэрии города Бишкек» от 7 июня 2024 года № 303, постановлением мэрии города Бишкек «О создании муниципального предприятия «Бишкектеплосеть» от 31 июля 2024 года № 132 возникла необходимость во включении в Методику нового участника оптового рынка электрической энергии в лице муниципального предприятия «Бишкек теплоэлектроцентраль».

Кроме того, учитывая дефицит денежных средств в энергосистеме приведены в соответствие определение требуемого дохода (статьи затрат) электроэнергетических предприятий при рассмотрении и установлении тарифов на электрическую энергию согласно требованиям законодательства Кыргызской Республики.

Следует отметить, что при включении в Методику нового участника оптового рынка электрической энергии в лице муниципального предприятия «Бишкек теплоэлектроцентраль» возникла необходимость внесения соответствующих изменений в Методику в части определения требуемого дохода МП «Бишкек ТЭЦ».

При определении требуемого дохода МП «Бишкек ТЭЦ» все затраты на выработку энергии необходимо распределить на тепловую и электрическую энергию пропорционально, в соответствии с объемами полезного отпуска тепловой и электрической энергии, поскольку данная станция вырабатывает как тепловую энергию, так и электрическую энергию.

Также, необходимо отметить, что ОАО «КЭРЦ» является участником оптового рынка электроэнергии и оказывает всем электроэнергетическим предприятиям (далее – ЭЭП) услуги по созданию единой базы данных учета электрической энергии по энергосистеме республики в централизованной системе сбора и обработки данных (ЦССОД).

Таким образом, все ЭЭП несут затраты по оплате услуг ОАО «КЭРЦ» и соответственно при определении требуемого дохода ЭЭП возникает необходимость в отражении данных расходов в составе операционных затрат ЭЭП отдельно.

В части расходов по оплате труда ЭЭП приведены в соответствие порядок определения данных расходов согласно требованиям Трудового кодекса Кыргызской Республики, а также процедура согласования с регулирующим органом в сфере топливно-энергетического комплекса.

Вместе с тем, учитывая дефицит денежных средств в энергетической отрасли приведены в соответствие определение требуемого дохода (статьи затрат) электроэнергетических предприятий в части определения размера допускаемой прибыли ЭЭП.

Таким образом, норма допускаемой прибыли устанавливается на уровне доходности государственных облигаций и представляется Министерством Финансов по запросу уполномоченного органа по регулированию топливно-энергетического комплекса.

3. Прогнозы возможных социальных, экономических, правовых, правозащитных, гендерных, экологических, коррупциогенных последствий

Принятие данного проекта приказа Министерства энергетики Кыргызской Республики негативных социальных, экономических, правовых, правозащитных, гендерных, экологических, коррупционных последствий не повлечет.

4. Информация о результатах общественного обсуждения

В соответствии со статьей 22 Закона КР «О нормативных правовых актах КР» данный проект приказа был размещен на официальном сайте Министерства энергетики КР от ____ ____ 2024 года, а также на Едином портале общественного обсуждения проектов нормативных правовых актов КР от ____ ____ 2024 года для прохождения процедуры общественного обсуждения.

5. Анализ соответствия проекта законодательству

Проект приказа Министерства энергетики Кыргызской Республики не противоречит действующим нормативным правовым актам и актам международного законодательства, участницей которых является Кыргызская Республика.

6. Информация о необходимости финансирования

Реализация проекта приказа Министерства энергетики Кыргызской Республики не повлечет выделение дополнительных финансовых средств из республиканского бюджета.

7. Информация об анализе регулятивного воздействия

Учитывая то, что данный проект приказа не направлены на увеличение воздействия существующего государственного регулирования предпринимательской деятельности в отношении энергетических компаний, проведение анализа регулятивного воздействия в соответствии с Методикой проведения анализа регулятивного воздействия нормативных правовых актов на деятельность субъектов предпринимательства, утвержденной постановлением Кабине Министров Кыргызской Республики, не требуется.

Министр

Т.О. Ибраев

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА	
проекта Методики расчета условных единиц электрических сетей при установлении тарифов для распределительных предприятий	
Действующая редакция	Предлагаемая редакция (Департамент ТЭК)
Приложение	Приложение
<p>МЕТОДИКА определения тарифов на электрическую энергию Глава 1. Общие положения § 1. Предмет регулирования</p> <p>Настоящая Методика определения тарифов на электрическую энергию (далее - Методика) распространяется на электроэнергетические предприятия, вырабатывающие, передающие, распределяющие и поставляющие электрическую энергию объемом более 1 млрд. кВтч, регулирование тарифов которых осуществляется по решению Кабинета Министров Кыргызской Республики (далее – ЭЭП).</p> <p>1. Тарифы на электроэнергию должны отражать все обоснованные затраты ЭЭП, обеспечивать стимулы для эффективной работы, а также доступность электроэнергии для уязвимых групп населения.</p> <p>2. ЭЭП должны использовать для тарифного регулирования тот же план счетов и правила бухгалтерского учета, которые используются для финансового учета.</p> <p>3. ЭЭП несут ответственность за достоверность представленных и опубликованных данных в процессе установления тарифов. В процессе установления тарифов такие данные считаются достоверными, если обратное не подтверждено.</p>	<p>МЕТОДИКА определения тарифов на электрическую энергию Глава 1. Общие положения § 1. Предмет регулирования</p> <p>Настоящая Методика определения тарифов на электрическую энергию (далее - Методика) распространяется на электроэнергетические предприятия, вырабатывающие, передающие, распределяющие и поставляющие электрическую энергию объемом более 1 млрд. кВтч, регулирование тарифов которых осуществляется по решению Кабинета Министров Кыргызской Республики (далее – ЭЭП).</p> <p>1. Тарифы на электроэнергию должны отражать все обоснованные затраты ЭЭП, обеспечивать стимулы для эффективной работы, а также доступность электроэнергии для уязвимых групп населения.</p> <p>2. ЭЭП должны использовать для тарифного регулирования тот же план счетов и правила бухгалтерского учета, которые используются для финансового учета.</p> <p>3. ЭЭП несут ответственность за достоверность представленных и опубликованных данных в процессе установления тарифов. В процессе установления тарифов такие данные считаются достоверными, если обратное не подтверждено.</p>

§ 2. Определения и сокращения

4. В Методике использованы следующие определения и сокращения:

- 1) производитель ВИЭ - производитель электрической энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ) определённый в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии»;
- 2) ДТЭК - уполномоченный государственный орган по регулированию топливно- энергетического комплекса;
- 3) ЭЭП - все электроэнергетические предприятия, включая ЭС, ЧГЭС, КЭРЦ и НЭСК;
- 4) НЭСК - ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»;
- 5) КЭРЦ - ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»;
- 6) НПЭ - независимый производитель электроэнергии;
- 7) тариф - тариф на покупку или продажу электрической энергии, утвержденный Кабинетом Министров Кыргызской Республики;
- 8) ЭС - ОАО «Электрические станции»;
- 9) ЧГЭС - ОАО «Чакан ГЭС».

§ 3. Порядок подачи документов (расчетных материалов) для установления тарифов

5. Информация (расчетные материалы) для установления тарифов представляется субъектом в уполномоченный орган.

6. Для установления тарифов ЭЭП необходимо предоставить следующие материалы:

- 1) сопроводительное письмо (в произвольной форме);

§ 2. Определения и сокращения

4. В Методике использованы следующие определения и сокращения:

- 1) производитель ВИЭ - производитель электрической энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ) определённый в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии»;
- 2) ДТЭК - уполномоченный государственный орган по регулированию топливно-энергетического комплекса;
- 3) ЭЭП - все электроэнергетические предприятия, включая ЭС, ЧГЭС, БТЭЦ, КЭРЦ и НЭСК;
- 4) НЭСК - ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»;
- 5) КЭРЦ - ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»;
- 6) НПЭ - независимый производитель электроэнергии;
- 7) тариф - тариф на покупку или продажу электрической энергии, утвержденный Кабинетом Министров Кыргызской Республики;
- 8) ЭС - ОАО «Электрические станции»;
- 9) БТЭЦ – МП «Бишкек ТЭЦ»
- 10) ЧГЭС - ОАО «Чакан ГЭС».

§ 3. Порядок подачи документов (расчетных материалов) для установления тарифов

5. Информация (расчетные материалы) для установления тарифов представляется субъектом в уполномоченный орган.

6. Для установления тарифов ЭЭП необходимо предоставить следующие материалы:

- 1) сопроводительное письмо (в произвольной форме);

- 2) пояснительная записка;
- 3) основные технико-экономические и финансовые показатели ЭЭП (план, факт);
- 4) балансовый отчет со всеми приложениями, подтвержденный налоговым органом;
- 5) анализ применения действующих тарифов в суммарном и количественном выражении;
- 6) показатели детализации - расшифровка отдельных статей затрат с приложением копий подтверждающих документов (счетов-фактур, договоров и т.д.);
- 7) обоснование принятого объема прибыли (рентабельности);
- 8) проекты инвестиций, бизнес-планы;
- 9) информация о закупках товаров (работ, услуг), осуществляемых в форме тендера.

Глава 2. Требуемый доход
§ 4. Определение требуемого дохода

7. Требуемый доход ЭЭП (RR) определяется по следующей формуле:

$$RR = FC + EPC + OMC + DEPR + PRF + LRC + PR$$

где:

- FC – топливо на технологические цели; EPC – затраты на покупку электроэнергии; OMC – операционные затраты;
 DEPR – амортизационные затраты;
 PRF – допускаемая прибыль на инвестиции;
 LRC – затраты на обслуживание кредитов, подлежащие включению в требуемый доход в установленных данной методикой случаях;
 PR – коррекция затрат прошлого тарифного периода.

- 2) пояснительная записка;
- 3) основные технико-экономические и финансовые показатели ЭЭП (план, факт);
- 4) балансовый отчет со всеми приложениями, подтвержденный налоговым органом;
- 5) анализ применения действующих тарифов в суммарном и количественном выражении;
- 6) показатели детализации - расшифровка отдельных статей затрат с приложением копий подтверждающих документов (счетов-фактур, договоров и т.д.);
- 7) обоснование принятого объема прибыли (рентабельности);
- 8) проекты инвестиций, бизнес-планы;
- 9) информация о закупках товаров (работ, услуг), осуществляемых в форме тендера.

Глава 2. Требуемый доход

§ 4. Определение требуемого дохода

7. Требуемый доход ЭЭП (RR) определяется по следующей формуле:

$$RR = FC + EPC + OMC + DEPR + PRF + LRC + PR$$

где:

- FC – топливо на технологические цели;
 EPC – затраты на покупку электроэнергии;
 OMC – операционные затраты;
 DEPR – амортизационные затраты;
 PRF – допускаемая прибыль на инвестиции;
 LRC – затраты на обслуживание кредитов, подлежащие включению в требуемый доход в установленных данной методикой случаях;

8. При расчете требуемого дохода затраты должны быть основаны на данных за самый последний 12-месячный период (фактический год), близкий к периоду расчетному, для которого имеются достоверные данные о затратах.

9. Требование к доходам рассчитывается на основе следующих подходов:

1) нормализация годовых затрат, посредством чего затраты в течение фактического года должны корректироваться таким образом, чтобы исключить единовременные расходы, связанные с чрезвычайными обстоятельствами и единовременными расходами или доходами, которые не ожидаются каждый год;

2) включение дополнительных затрат ЭЭП на приобретение электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, в расчет тарифа окончательных потребителей.

10. ЭЭП не могут требовать возмещения затрат, которые не были изначально включены в расчет требуемого дохода, если это не предусмотрено данной Методикой. Риски, связанные с такими затратами, полностью несут ЭЭП.

11. Для определения требуемого дохода ЭТ, изначально он (RR) определяется в отдельности для каждой из электрических станций входящей в его состав, после чего консолидируется в целом для ЭТ. То же самое делается в случае НЭСК, для каждой распределительной компании и передающей сети.

12. ЭЭП предоставляют План капитальных вложений на следующий тарифный период в соответствии с «Порядком согласования инвестиционных программ лицензированных предприятий энергетического комплекса с уполномоченным государственным органом по регулированию топливно-энергетического комплекса» утвержденным приказом Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики от 1 ноября 2016 года № 144.

PR – коррекция затрат прошлого тарифного периода.

8. При расчете требуемого дохода затраты должны быть основаны на данных за самый последний 12-месячный период (фактический год), близкий к периоду расчетному, для которого имеются достоверные данные о затратах.

9. Требование к доходам рассчитывается на основе следующих подходов:

1) нормализация годовых затрат, посредством чего затраты в течение фактического года должны корректироваться таким образом, чтобы исключить единовременные расходы, связанные с чрезвычайными обстоятельствами и единовременными расходами или доходами, которые не ожидаются каждый год;

2) включение дополнительных затрат ЭЭП на приобретение электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, в расчет тарифа окончательных потребителей.

10. ЭЭП не могут требовать возмещения затрат, которые не были изначально включены в расчет требуемого дохода, если это не предусмотрено данной Методикой. Риски, связанные с такими затратами, полностью несут ЭЭП.

~~11. Для определения требуемого дохода ЭТ, изначально он (RR) определяется в отдельности для каждой из электрических станций входящей в его состав, после чего консолидируется в целом для ЭТ. То же самое делается в случае НЭСК, для каждой распределительной компании и передающей сети.~~

11. ЭЭП предоставляют План капитальных вложений на следующий тарифный период в соответствии с «Порядком согласования инвестиционных программ лицензированных предприятий энергетического комплекса с уполномоченным государственным органом по регулированию топливно-энергетического комплекса» утвержденным приказом Государственного агентства по регулированию топливно-

Добавлено примечание (IAB1): Этот пункт больше не имеет смысла, так как изначально он был предназначен для ЭС, когда Бишкек ТЭЦ был в её составе

энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики от 1 ноября 2016 года № 144.

§ 5. Топливо на технологические цели

13. Статья «Топливо на технологические цели» (FC) используется для определения требуемого дохода $\text{Э}\text{С}$ и включает стоимость только технологического топлива, расходуемого непосредственно на производство электрической энергии. Сюда включается стоимость только тех видов топлива, которые приобретаются со стороны. Затраты на топливо определяются исходя из установленных норм и его потребности:

1) на технологические нужды по выработке электрической энергии в соответствии с заданной выработкой, удельными расходами топлива на единицу продукции и цены одной тонны условного топлива;

2) в расходы топлива на технологические цели, также включаются все топливо, израсходованное на сушку котлов после ремонта, растопки и горячий резерв.

14. Стоимость топлива на технологические цели определяется по следующей формуле:

$$FC = FRC + \sum W_{GTPP} \times HR_{GTPP} \times FP_{GTPP} + \sum W_{CTPP} \times HR_{CTPP} \times FP_{CTPP}$$

где:

FRC – стоимость любых видов топлива для пополнения резервов, если данные резервы были использованы в течении прошлого тарифного периода. Виды топлива и количество общих резервов должно быть установлено Кабинетом Министров Кыргызской Республики;

W_{GTPP} - прогнозируемый объем производства электроэнергии на тепловых станциях работающих с использованием природного газа;

§ 5. Топливо на технологические цели

12. Статья «Топливо на технологические цели» (FC) используется для определения требуемого дохода БТЭЦ и включает стоимость только технологического топлива, расходуемого непосредственно на производство электрической энергии. Сюда включается стоимость только тех видов топлива, которые приобретаются со стороны. Затраты на топливо определяются исходя из установленных норм и его потребности:

1) на технологические нужды по выработке электрической энергии в соответствии с заданной выработкой, удельными расходами топлива на единицу продукции и цены одной тонны условного топлива;

2) в расходы топлива на технологические цели, также включаются все топливо, израсходованное на сушку котлов после ремонта, растопки и горячий резерв.

13. Стоимость топлива на технологические цели определяется по следующей формуле:

$$FC = FRC + \sum W_{GTPP} \times HR_{GTPP} \times FP_{GTPP} + \sum W_{CTPP} \times HR_{CTPP} \times FP_{CTPP}$$

где:

FRC – стоимость любых видов топлива для пополнения резервов, если данные резервы были использованы в течении прошлого тарифного периода. Виды топлива и количество общих резервов должно быть установлено Кабинетом Министров Кыргызской Республики;

HR_{GTPP} - удельный расход природного газа на данной станции;

FP_{GTPP} – прогнозируемая средняя стоимость природного газа для тарифного периода, которое определяется согласно тарифам, установленным для поставки данного топлива для производства электроэнергии на момент расчета тарифов;

W_{CTPP} - прогнозируемый объем производства электроэнергии на тепловых станциях работающих с использованием угля;

HR_{CTPP} - удельный расход угля на данной станции;

FP_{CTPP} – прогнозируемая средняя стоимость угля для тарифного периода. В стоимость угля входит стоимость топлива по договорным ценам поставщиков, включая скидки (надбавки) к ценам за пониженное (повышенное) качество топлива (за отклонения от расчетных норм зольности и влажности), железнодорожный тариф, а также расходы по погрузке и доставке (если транспорт сторонних организаций), таможенные пошлины и другие расходы до склада хранения ЭС.

§ 6. Покупная электроэнергия

15. Статья «Покупная электроэнергия» (ЕРС) используется для определения требуемого дохода всех ЭЭП и включает:

1) стоимость покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери, другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий) для всех **ЭЭП**;

2) стоимость импортируемой электроэнергии для **ЭС**;

W_{GTPP} - прогнозируемый объем производства электроэнергии на тепловых станциях работающих с использованием природного газа;

HR_{GTPP} - удельный расход природного газа на данной станции;

FP_{GTPP} – прогнозируемая средняя стоимость природного газа для тарифного периода, которое определяется согласно тарифам, установленным для поставки данного топлива для производства электроэнергии на момент расчета тарифов;

W_{CTPP} - прогнозируемый объем производства электроэнергии на тепловых станциях работающих с использованием угля;

HR_{CTPP} - удельный расход угля на данной станции;

FP_{CTPP} – прогнозируемая средняя стоимость угля для тарифного периода. В стоимость угля входит стоимость топлива по договорным ценам поставщиков, включая скидки (надбавки) к ценам за пониженное (повышенное) качество топлива (за отклонения от расчетных норм зольности и влажности), железнодорожный тариф, а также расходы по погрузке и доставке (если транспорт сторонних организаций), таможенные пошлины и другие расходы до склада хранения ЭС.

§ 6. Покупная электроэнергия

14. Статья «Покупная электроэнергия» (ЕРС) используется для определения требуемого дохода всех ЭЭП и включает:

1) стоимость покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери, другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий) для **ЭС, БТЭС и ЧГЭС**;

2) стоимость импортируемой электроэнергии для **НЭС**;

3) стоимость покупной электроэнергии от ЭС, НПЭ и ВИЭ для бесперебойной поставки электроэнергии потребителям НЭСК.

16. Стоимость покупной электроэнергии для ЭС (EPC_{GenCo}) определяется по следующей формуле:

$$EPC_{GenCo} = EPC_{imp} + \sum (W_{LGenCo} + W_{TGenCo}) \times T_{TLGenCo}$$

где:

W_{LGenCo} – прогнозируемое количество покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери ЭС;

W_{TGenCo} – прогнозируемое количество покупной электроэнергии, расходуемой на другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий) ЭС;

$T_{TLGenCo}$ – прогнозируемый тариф покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери, другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды ЭС (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий);

EPC_{imp} – прогнозируемая стоимость импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭС, определенная по следующей формуле:

$$EPC_{imp} = \sum W_{imp} \times T_{imp} \times ExR_{imp}$$

3) стоимость покупной электроэнергии от ЭС, **БТЭЦ, ЧГЭС**, НПЭ и ВИЭ для бесперебойной поставки электроэнергии потребителям НЭСК.

15. Стоимость покупной электроэнергии для ЭС, **БТЭЦ и ЧГЭС** (EPC_{GenCo}) определяется по следующей формуле:

$$EPC_{GenCo} = \sum (W_{LGenCo} + W_{TGenCo}) \times T_{TLGenCo}$$

где:

W_{LGenCo} – прогнозируемое количество покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери ЭС, **БТЭЦ и ЧГЭС**;

W_{TGenCo} – прогнозируемое количество покупной электроэнергии, расходуемой на другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий) ЭС, **БТЭЦ и ЧГЭС**;

$T_{TLGenCo}$ – прогнозируемый тариф покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери, другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды ЭС (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий);

~~EPC_{imp} – прогнозируемая стоимость импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭС, определенная по следующей формуле:~~

где:

W_{imp} – прогнозируемый объем импортируемой из других стран электроэнергии, в каждой из точек импорта;

T_{imp} – прогнозируемая договорная цена за единицу импортируемой из других стран электроэнергии в каждой из точек импорта;

ExR_{imp} – прогнозируемый курс валюты к отношению KGS если договор на импорт может быть заключен в иностранной валюте.

17. Стоимость покупной электроэнергии для НЭСК (EPC_{DisCo}) определяется по следующей формуле:

$$EPC_{DisCo} = W_{GenCo} \times T_{GenCo} + (W_{IPP\&RE} \times T_{EIPP\&RE} + P_{IPP\&RE} \times T_{CIPP\&RE}) \times ExR_{IPP\&RE}$$

где:

W_{GenCo} – количество покупной электроэнергии от ЭС;

T_{GenCo} – тариф на покупку электроэнергии от ЭС;

$$EPC_{imp} = \sum_{i=1}^n W_{imp} \times T_{imp} \times ExR_{imp}$$

где:

W_{imp} – прогнозируемый объем импортируемой из других стран электроэнергии, в каждой из точек импорта;

T_{imp} – прогнозируемая договорная цена за единицу импортируемой из других стран электроэнергии в каждой из точек импорта;

ExR_{imp} – прогнозируемый курс валюты к отношению KGS если договор на импорт может быть заключен в иностранной валюте.

16. Стоимость покупной электроэнергии для НЭСК (EPC_{DisCo}) (tso) определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} EPC_{TSO} &= EPC_{imp} + W_{ES} \times T_{ES} \\ &+ EPC_{imp} + W_{BTPP} \times T_{BTPP} + W_{CHPP} \times T_{CHPP} \\ &+ \sum (W_{IPP\&RE} \times T_{EIPP\&RE} \\ &+ P_{IPP\&RE} \times T_{CIPP\&RE}) \times FX_{IPP\&RE} \end{aligned}$$

где:

W_{ES} – количество покупной электроэнергии от ЭС;

T_{ES} – тариф на покупку электроэнергии от ЭС;

W_{BTPP} – количество покупной электроэнергии от БТЭЦ;

T_{BTPP} – тариф на покупку электроэнергии от БТЭЦ;

W_{CHPP} – количество покупной электроэнергии от ЧГЭС;

T_{CHPP} – тариф на покупку электроэнергии от ЧГЭС;

WIPP&RE – количество покупной электроэнергии от НПЭ и производителей ВИЭ;

TEIPP&RE – тариф на покупку электроэнергии от НПЭ и производителей ВИЭ;

PIPP&RE – покупаемая мощность от НПЭ и производителей ВИЭ, если такое предусмотрено по договору покупки;

TCIPP&RE – тариф на покупку мощности от НПЭ и производителей ВИЭ, если такое предусмотрено по договору покупки;

ExRimp – прогнозируемый курс валюты по отношению к сому если договор на покупку электроэнергии или мощности от НПЭ и производителей ВИЭ установлен в иностранной валюте и если такое предусмотрено по договору покупки.

WIPP&RE – количество покупной электроэнергии от НПЭ и производителей ВИЭ;

TEIPP&RE – тариф на покупку электроэнергии от НПЭ и производителей ВИЭ;

PIPP&RE – покупаемая мощность от НПЭ и производителей ВИЭ, если такое предусмотрено по договору покупки;

TCIPP&RE – тариф на покупку мощности от НПЭ и производителей ВИЭ, если такое предусмотрено по договору покупки;

FX_{imp} – прогнозируемый курс валюты по отношению к сому если договор на покупку электроэнергии или мощности от НПЭ и производителей ВИЭ установлен в иностранной валюте и если такое предусмотрено по договору покупки.

ERC_{imp} – прогнозируемая стоимость импортируемой из других стран электроэнергии со стороны НЭСК, определенная по следующей формуле:

$$ERC_{imp} = \sum W_{imp} \times T_{imp} \times FX_{imp}$$

где:

W_{imp} – прогнозируемый объем импортируемой из других стран электроэнергии, в каждой из точек импорта;

T_{imp} – прогнозируемая договорная цена за единицу импортируемой из других стран электроэнергии в каждой из точек импорта;

FX_{imp} – прогнозируемый курс валюты к отношению KGS если договор на импорт заключен в иностранной валюте.

§ 7. Операционные затраты

18. Статья «Операционные затраты» (ОМС) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

$$\text{ОМС} = \text{WGS} + \text{MRC} + \text{MTC} + \text{TFC} + \text{ADM} + \text{PRC} + \text{INC} + \text{MCC} + \text{NFT} + \text{OOC}$$

где:

WGS – расходы по оплате труда, так же компенсаций, выплачиваемых в установленных законодательством, выплат стимулирующего характера (премии, поощрения и т.д.), в размерах, согласованных с регулирующим органом и любые другие связанные с оплатой труда расходы;

MRC - стоимость ремонтных работ и технического обслуживания, которая состоит из расходов на комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и восстановлению ресурса основных средств или его составных частей, также по поддержанию работоспособности или исправности оборудования при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. Стоимость ремонтных работ не должна включать расходы на капитальные вложения, понесенные в связи с вложением в строительство новых активов, реконструкцию, модернизацию и замену существующих активов;

MTC – расходы на приобретение материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов для текущего обслуживания основных средств или его составных частей, так же запасных частей для ремонта оборудования, инструментов, приспособлений, инвентаря, приборов, лабораторного

§ 7. Операционные затраты

17. Статья «Операционные затраты» (ОМС) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

$$\text{ОМС} = \text{WGS} + \text{MRC} + \text{MTC} + \text{TFC} + \text{ADM} + \text{PRC} + \text{INC} + \text{MCC} + \text{NFT} + \text{KERT} + \text{OOC}$$

где:

WGS – расходы по оплате труда, так же компенсаций, выплачиваемых в установленных законодательством, выплат стимулирующего характера (премии, поощрения и т.д.), **предусмотренные коллективным договором в соответствии с требованиями Трудового кодекса Кыргызской Республики**, в размерах, согласованных с регулирующим органом и любые другие связанные с оплатой труда расходы;

MRC - стоимость ремонтных работ и технического обслуживания, которая состоит из расходов на комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и восстановлению ресурса основных средств или его составных частей, также по поддержанию работоспособности или исправности оборудования при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. Стоимость ремонтных работ не должна включать расходы на капитальные вложения, понесенные в связи с вложением в строительство новых активов, реконструкцию, модернизацию и замену существующих активов;

MTC – расходы на приобретение материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов для текущего обслуживания основных средств или его составных частей, так же запасных частей для ремонта оборудования, инструментов,

оборудования, спецодежды и прочих материалов;

TFC – транспортные расходы, включая любые затраты на топливо, другие горюче-смазочные материалы и техническое обслуживание транспортных средств;

ADM – административные расходы, которые включают любые расходы, связанные с офисными принадлежностями, техническими средствами управления, узлов связи, средств сигнализации, вычислительных центров и других технических средств управления, командировки и обучение персонала, **ежегодная** плата за **регулируемых** субъектов в размере определяемом уполномоченным органом по выработке и реализации государственной политики в области топливно-энергетического комплекса и любые другие соответствующие расходы;

PRC – аренда имущества, включая любую арендную плату за производственные и офисные здания, сооружения, транспортные средства или любое другое оборудование;

INC – расходы на страхование, которые включают любые расходы на страхование, связанные со страхованием здоровья сотрудников, страхованием транспортных средств или активов;

MCC – расходы связанные со сбором денежных средств от потребителей, такие как комиссии за перевод и банковские расходы;

NFT – невозмещаемые налоги, пошлины и другие обязательные сборы, такие как земельный налог, налог на имущество, налог с продаж, налог на добавленную стоимость, которая не возмещается конечными потребителями, таможенные пошлины, не включая подоходный налог, налог на добавленную стоимость которая возмещается конечными потребителями,

приспособлений, инвентаря, приборов, лабораторного оборудования, спецодежды и прочих материалов;

TFC – транспортные расходы, включая любые затраты на топливо, другие горюче-смазочные материалы и техническое обслуживание транспортных средств;

ADM – административные расходы, которые включают любые расходы, связанные с офисными принадлежностями, техническими средствами управления, узлов связи, средств сигнализации, вычислительных центров и других технических средств управления, командировки и обучение персонала, **ежегодная** плата за **регулирование** субъектов в размере определяемом уполномоченным органом по выработке и реализации государственной политики в области топливно-энергетического комплекса и любые другие соответствующие расходы;

PRC – аренда имущества, включая любую арендную плату за производственные и офисные здания, сооружения, транспортные средства или любое другое оборудование;

INC – расходы на страхование, которые включают любые расходы на страхование, связанные со страхованием здоровья сотрудников, страхованием транспортных средств или активов;

MCC – расходы связанные со сбором денежных средств от потребителей, такие как комиссии за перевод и банковские расходы;

NFT – невозмещаемые налоги, пошлины и другие обязательные сборы, такие как земельный налог, налог на имущество, налог с продаж, налог на добавленную стоимость, которая не возмещается конечными потребителями, таможенные пошлины, не включая подоходный налог, налог на добавленную стоимость которая возмещается конечными потребителями, корпоративный налог и налог от продаж;

корпоративный налог и налог от продаж;

ООС – прочие операционные и производственные расходы, необходимые для безопасной и надежной работы энергосистемы или для регулируемых организаций для предоставления потребителям качественных услуг и другие обоснованные и непредвиденные расходы.

§ 8. Обслуживание кредитов

19. Статья «Обслуживание кредитов» (LRC) используется для определения требуемого дохода только ЭЭП и включает стоимость обслуживания долгосрочных кредитов, которые получаются при гарантии Кабинета Министров Кыргызской Республики и направляются на реализацию проектов капитальных вложений. Затраты на обслуживание кредитов (LRC) включаются в состав требуемого дохода ЭЭП, если их величина больше восьми десяти пяти процентов от общей суммы амортизации (DEPR) и прибыли (PRF). В требуемый доход включается только превышающие восемьдесят пять процентов амортизации и прибыли затраты на обслуживание кредитов, если другое процентное соотношение текущего уровня долговых обязательств не было применено ДТЭК во время установления тарифов.

20. Затраты по основной сумме и процентам долгосрочных займов включаются в ежегодное заявление на формирование тарифа точно так, как они прописаны в условиях соглашения о кредитовании и определяются по следящей формуле:

$$LRC = LFC + \diamond(LB + LI) \times ExR$$

где:

LFC – другие финансовые расходы, которые включают любые расходы, связанные с утверждением и финансированием нового

КЕРТ – затраты для оплаты услуг КЭРЦ;

ООС – прочие операционные и производственные расходы, необходимые для безопасной и надежной работы энергосистемы или для регулируемых организаций для предоставления потребителям качественных услуг и другие обоснованные и непредвиденные расходы.

§ 8. Обслуживание кредитов

18. Статья «Обслуживание кредитов» (LRC) используется для определения требуемого дохода только ЭЭП и включает стоимость обслуживания долгосрочных кредитов, которые получаются при гарантии Кабинета Министров Кыргызской Республики и направляются на реализацию проектов капитальных вложений. Затраты на обслуживание кредитов (LRC) включаются в состав требуемого дохода ЭЭП, если их величина больше восьми десяти пяти процентов от общей суммы амортизации (DEPR) и прибыли (PRF). В требуемый доход включается только превышающие восемьдесят пять процентов амортизации и прибыли затраты на обслуживание кредитов, если другое процентное соотношение текущего уровня долговых обязательств не было применено ДТЭК во время установления тарифов.

19. Затраты по основной сумме и процентам долгосрочных займов включаются в ежегодное заявление на формирование тарифа точно так, как они прописаны в условиях соглашения о кредитовании и определяются по следящей формуле:

$$LRC = LFC + \sum (LB + LI) \times FX_{LRC}$$

где:

соглашения о кредитовании, которые будут гарантированы и предоставлены Кабинету Министров Кыргызской Республики;

LB – сумма погашения основного долга соответствующего кредита в течение тарифного периода по соглашению о кредитовании. Если в течение тарифного периода оплаты по основному долгу не предусмотрено, этот компонент считается равным нулю;

LI – сумма погашения процентов соответствующего кредита в течение тарифного периода по соглашению о кредитовании. Если в течение тарифного периода оплаты по процентам не предусмотрено, этот компонент считается равным нулю;

ExR – прогнозируемый обменный курс сома по отношению к иностранной валюте, в котором было заключено соглашение о кредитовании с Кабинетом Министров Кыргызской Республики.

§ 9. Регулируемая база активов

21. Регулируемая база активов (РАБ или RAB) представляет собой стоимость активов, в отношении которых ЭЭП разрешено получить доход. Она определяется для всех ЭЭП и состоит из следующих трех основных элементов:

- 1) начальный РАБ (RAB_{rbv});
- 2) стоимость новых активов (FIA);
- 3) оборотный капитал (WC).

22. РАБ пересчитывается не реже одного раза в год для учета следующих факторов:

- 1) новые инвестиции в материальные и нематериальные активы;
- 2) накопленные амортизационные отчисления;
- 3) изменение величины оборотного капитала.

23. РАБ определяется по следующей формуле:

$$RAB = RAB_{rbv} + FIA + WC - DEPR$$

LFC – другие финансовые расходы, которые включают любые расходы, связанные с утверждением и финансированием нового соглашения о кредитовании, которые будут гарантированы и предоставлены Кабинету Министров Кыргызской Республики;

LB – сумма погашения основного долга соответствующего кредита в течение тарифного периода по соглашению о кредитовании. Если в течение тарифного периода оплаты по основному долгу не предусмотрено, этот компонент считается равным нулю;

LI – сумма погашения процентов соответствующего кредита в течение тарифного периода по соглашению о кредитовании. Если в течение тарифного периода оплаты по процентам не предусмотрено, этот компонент считается равным нулю;

FXLRc – прогнозируемый обменный курс сома по отношению к иностранной валюте, в котором было заключено соглашение о кредитовании с Кабинетом Министров Кыргызской Республики.

§ 9. Регулируемая база активов

20. Регулируемая база активов (РАБ или RAB) представляет собой стоимость активов, в отношении которых ЭЭП разрешено получить доход. Она определяется для всех ЭЭП и состоит из следующих трех основных элементов:

- 1) начальный РАБ (RAB_{rbv});
- 2) стоимость новых активов (FIA);
- 3) оборотный капитал (WC).

21. РАБ пересчитывается не реже одного раза в год для учета следующих факторов:

- 1) новые инвестиции в материальные и нематериальные активы;
- 2) накопленные амортизационные отчисления;
- 3) изменение величины оборотного капитала.

22. РАБ определяется по следующей формуле:

где:

RAB_{rbv} – регулируемая база активов определенная согласно главе 9.1 настоящей методики;

FIA – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов, которые были созданы после определения RAB_{rbv} определенная согласно главе 9.2 настоящей методики;

WC – оборотный капитал определенный согласно главе 9.3 настоящей методики;

DEPR – амортизационные затраты определенные согласно главе 10 настоящей методики.

§ 9.1 Начальная РАБ

24. Начальная РАБ (RAB_{rva}) во время первого тарифного периода для ЭЭП будет определена на основании **ежегодной индексации** первоначальной балансовой стоимости материальных и нематериальных активов.

25. При последующих тарифных периодах начальная РАБ (RAB_{rva}) принимается на уровне, который был использован во время расчета прошлого тарифного периода **с учетом инфляции**.

§ 9.2 Стоимость новых активов

26. Стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов (FIA), которые были созданы после определения RAB_{rba} , определяется по следующей формуле:

$$FIA = FIA_{ibv} - FIA_{gf} - FIA_{sld} - FIA_{mnt}$$

где:

$$RAB = RAB_{rbv} + FIA + WC - DEPR$$

где:

RAB_{rbv} – регулируемая база активов определенная согласно главе 9.1 настоящей методики;

FIA – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов, которые были созданы после определения RAB_{rbv} определенная согласно главе 9.2 настоящей методики;

WC – оборотный капитал определенный согласно главе 9.3 настоящей методики;

DEPR – амортизационные затраты определенные согласно главе 10 настоящей методики.

§ 9.1 Начальная РАБ

23. Начальная РАБ (RAB_{rva}) во время первого тарифного периода для ЭЭП будет определена на основании ~~ежегодной индексации~~ первоначальной балансовой стоимости материальных и нематериальных активов.

24. При последующих тарифных периодах начальная РАБ (RAB_{rva}) принимается на уровне, который был использован во время расчета прошлого тарифного периода ~~с учетом инфляции~~.

§ 9.2 Стоимость новых активов

25. Стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов (FIA), которые были созданы после определения RAB_{rba} , определяется по следующей формуле:

$$FIA = FIA_{ibv} - FIA_{gf} - FIA_{sld} - FIA_{mnt}$$

где:

FIA_{ibv} – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов согласно данным бухгалтерского учета, которые были созданы после определения RAB_{rbv} ;

FIA_{gf} – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов, которые были получены безвозмездно, включительно безвозмездно полученные любые средства которые были использованы для создания этих активов после определения RAB_{rbv} , если по договору о передаче данных активов другое не предусмотрено;

FIA_{sld} – стоимость любых материальных и нематериальных активов, которые были проданы или ликвидированы после определения RAB_{rbv} ;

FIA_{mnt} – стоимость нововведённых или материальных и нематериальных активов вошедших в состав RAB_{rbv} , которые по результатам мониторинга и проверок ~~ДТЭК~~ **и другими** уполномоченными государственными органами полностью или частично признаны как не полезные или не используемые для предоставления услуг по выработке, передаче и распределению электроэнергии или стоимость которых признана частично завышенной.

§ 9.3 Оборотный капитал

27. Оборотный капитал (WC) включается в расчет регулируемой базы активов для финансирования текущей деятельности всех ЭЭП и определяются по следующей формуле:

$$WC = OMC \times DWC/365$$

где:

DWC – период (количество дней) в течении которого ЭЭП будут нуждаться в оборотном капитале. DWC устанавливается ДТЭК для каждого ЭЭП на основании изучения фактических данных.

FIA_{ibv} – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов согласно данным бухгалтерского учета, которые были созданы после определения RAB_{rbv} ;

FIA_{gf} – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов, которые были получены безвозмездно, включительно безвозмездно полученные любые средства которые были использованы для создания этих активов после определения RAB_{rbv} , если по договору о передаче данных активов другое не предусмотрено;

FIA_{sld} – стоимость любых материальных и нематериальных активов, которые были проданы или ликвидированы после определения RAB_{rbv} ;

FIA_{mnt} – стоимость нововведённых или материальных и нематериальных активов вошедших в состав RAB_{rbv} , которые по результатам мониторинга и проверок **ДТЭК и другими** уполномоченными государственными органами полностью или частично признаны как не полезные или не используемые для предоставления услуг по выработке, передаче и распределению электроэнергии или стоимость которых признана частично завышенной.

§ 9.3 Оборотный капитал

26. Оборотный капитал (WC) включается в расчет регулируемой базы активов для финансирования текущей деятельности всех ЭЭП и определяются по следующей формуле:

$$WC = OMC \times D_{wc}/365$$

где:

D_{wc} – период (количество дней) в течении которого ЭЭП будут нуждаться в оборотном капитале. D_{wc} устанавливается ДТЭК для каждого ЭЭП на основании изучения фактических данных.

§ 10. Амортизационные затраты

28. Статья «Амортизационные затраты» (DEPR) используется для определения требуемого дохода всех ЭЭП и рассчитывается линейным методом по отношению к первоначальной балансовой стоимости тех материальных и нематериальных активов, которые вошли в состав RAB. Амортизационные затраты определяются по следующей формуле:

$$DEPR = RAB_{ibv} \times DR$$

где:

RAB_{ibv} – первоначальная балансовая стоимость тех материальных и нематериальных активов, которые вошли в состав RAB;

DR – средневзвешенная норма амортизации, которую ЭЭП применило в своем последнем опубликованном финансовом отчете по отношению к материальным и нематериальным активам.

§ 11. Допускаемая прибыль

29. Статья «Допускаемая прибыль» (PRF) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и рассчитывается к отношению RAB по следующей формуле:

$$PRF = RAB \times RoR$$

где:

RoR – **средневзвешенная** норма допускаемой прибыли, которая определяется согласно пункту 45 настоящей методики.

30. **Средневзвешенная** норма допускаемой прибыли (RoR) устанавливается ДТЭК на основании средневзвешенной стоимости капитала (WACC), ~~которая определяется с применением подходов, применяемых в международной практике, и пересматривается во время утверждения среднесрочной тарифной политики.~~

§ 10. Амортизационные затраты

27. Статья «Амортизационные затраты» (DEPR) используется для определения требуемого дохода всех ЭЭП и рассчитывается линейным методом по отношению к первоначальной балансовой стоимости тех материальных и нематериальных активов, которые вошли в состав RAB. Амортизационные затраты определяются по следующей формуле:

$$DEPR = RAB_{ibv} \times DR$$

где:

RAB_{ibv} – первоначальная балансовая стоимость тех материальных и нематериальных активов, которые вошли в состав RAB;

DR – средневзвешенная норма амортизации, которую ЭЭП применило в своем последнем опубликованном финансовом отчете по отношению к материальным и нематериальным активам.

§ 11. Допускаемая прибыль

28. Статья «Допускаемая прибыль» (PRF) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и рассчитывается к отношению RAB по следующей формуле:

$$PRF = RAB \times RoR$$

где:

RoR – ~~средневзвешенная~~ норма допускаемой прибыли, которая определяется согласно пункту 31 настоящей методики.

29. ~~Средневзвешенная~~ Норма допускаемой прибыли (RoR) устанавливается ДТЭК на основании средневзвешенной стоимости капитала (WACC), **которая была использована для формирования материальных и нематериальных активов,**

Добавлено примечание (IAB2): Предложение ДТЭК, которое не включено:

При формировании тарифов на электроэнергию «Допускаемая прибыль» компании учитывается (предусматривается) для определения требуемого дохода только в тех случаях, когда в энергетическом секторе отсутствует дефицит денежных средств.

Предельный уровень допускаемой прибыли устанавливается в размере не более 10-15% от остаточной стоимости основных средств за предыдущий год согласно бухгалтерскому балансу компании.

Допускаемая прибыль направляется на развитие сетей, создание новых производственных активов, расширение, восстановление, обновление, поддержку, реконструкцию и техническое перевооружение производственных активов в установленном размере, в соответствии с инвестиционной программой согласованной с уполномоченным органом по регулированию ТЭК.

включенных в состав РАБ ЭЭП, учитывающий долю собственного капитала и долю заемного капитала RoR определяется по следующей формуле:

$$RoR = \frac{E}{E + D} \times Re + \frac{D}{E + D} \times Rd$$

где: E - стоимость материальных и нематериальных активов включенных в состав РАБ ЭЭП которые были сформированы за счет собственного капитала,

D - стоимость материальных и нематериальных активов включенных в состав РАБ ЭЭП которые были сформированы за счет заемного капитала,

Re – норма допустимой прибыли на собственный капитал ЭЭП, которая устанавливается на уровне доходности государственных облигаций и представляется Министерством Финансов по запросу ДТЭК,

Rd - стоимость заемного капитала рассчитывается с учетом процентной ставки по займам, которые были использованы для создания материальных и нематериальных активов, включенных в состав РАБ ЭЭП, а также с учетом налоговой экономии от процентных платежей. Rd рассчитывается по следующей формуле:

$$Rd = r \times (1 - T)$$

где:

r – средневзвешенная ставка по займам ЭЭП, которые были использованы для создания материальных и нематериальных активов, включенных в состав РАБ ЭЭП,

T - ставка налога на прибыль.

§ 12. Коррекция затрат прошлого тарифного периода

31. Статья «Коррекция затрат прошлого тарифного периода» (PR) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

- 1) корректировку стоимости топлива;
- 2) корректировку затрат на обслуживание кредитов;
- 3) прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии.

32. Коррекция затрат прошлого тарифного периода (PR) определяются по следующей формуле:

$$PR = FCR + EPCR_{imp} + LRCR - OFI$$

где:

FCR – корректировка стоимости топлива на технологические цели, для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов, которые возникли в следствии изменения стоимости топлива или обменного курса если топливо покупается в иностранной валюте;

$EPCR_{imp}$ – корректировка прогнозируемой стоимости импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭЭП;

LRCR – корректировка затрат на обслуживание кредитов для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов, которые возникли в следствии изменения обменного курса сома к соответствующей иностранной валюте;

OFI – прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии или полученные в следствии несоблюдения настоящей методики.

33. Корректировка стоимости топлива на технологические цели прошлого тарифного периода (FCR) определяется по следующей формуле:

$$FCR = FC - FCA$$

где:

§ 12. Коррекция затрат прошлого тарифного периода

30. Статья «Коррекция затрат прошлого тарифного периода» (PR) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

- 1) корректировку стоимости топлива;
- 2) корректировку затрат на обслуживание кредитов;
- 3) прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии.

31. Коррекция затрат прошлого тарифного периода (PR) определяются по следующей формуле:

$$PR = FCR + EPCR_{imp} + LRCR - OFI$$

где:

FCR – корректировка стоимости топлива на технологические цели, для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов, которые возникли в следствии изменения стоимости топлива или обменного курса если топливо покупается в иностранной валюте;

$EPCR_{imp}$ – корректировка прогнозируемой стоимости импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭЭП;

LRCR – корректировка затрат на обслуживание кредитов для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов, которые возникли в следствии изменения обменного курса сома к соответствующей иностранной валюте;

OFI – прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии или полученные в следствии несоблюдения настоящей методики.

32. Корректировка стоимости топлива на технологические цели прошлого тарифного периода (FCR) определяется по следующей формуле:

$$FCR = FC - FCA$$

FCA – фактическая стоимость FC, которая определяется согласно пункту 14 настоящей методики используя фактические данные.

34. Корректировка прогнозируемой стоимости, импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭС (EPCR_{imp}) определяется по следующей формуле:

$$EPCR_{imp} = EPC_{imp} - EPCA_{imp}$$

где:

EPCA_{imp} – фактическая стоимость EPC_{imp}, которая определяется согласно пункту 16 настоящей методики используя фактические данные.

35. Корректировка затрат на обслуживание кредитов прошлого тарифного периода (LR_{CR}) определяется по следующей формуле:

$$LR_{CR} = LRC - LRCA$$

где:

LRCA – фактические затраты по LRC, которая определяется согласно пункту 35 настоящей методики используя фактические данные.

Глава 3. Определение тарифов

§ 13. Общие подходы к распределению затрат

36. Распределение требуемого дохода - это процесс закрепления части требуемого дохода за каждой группой потребителей. Показатели требуемого дохода по группам определяются исходя из происхождения затрат. Требование к доходу по конкретной группе устанавливается с расчетом стоимости обслуживания данной группы. Распределенный по каждой группе потребителей требуемый доход

где:

FCA – фактическая стоимость FC, которая определяется согласно пункту 14 настоящей методики используя фактические данные.

33. Корректировка прогнозируемой стоимости, импортируемой из других стран электроэнергии со стороны НЭС (EPCR_{imp}) определяется по следующей формуле:

$$EPCR_{imp} = EPC_{imp} - EPCA_{imp}$$

где:

EPCA_{imp} – фактическая стоимость EPC_{imp}, которая определяется согласно пункту 16 18 настоящей методики используя фактические данные.

34. Корректировка затрат на обслуживание кредитов прошлого тарифного периода (LR_{CR}) определяется по следующей формуле:

$$LR_{CR} = LRC - LRCA$$

где:

LRCA – фактические затраты по LRC, которая определяется согласно пункту 35 21 настоящей методики используя фактические данные.

Глава 3. Определение тарифов

§ 13. Общие подходы к распределению затрат

35. Распределение требуемого дохода - это процесс закрепления части требуемого дохода за каждой группой потребителей. Показатели требуемого дохода по группам определяются исходя из происхождения затрат. Требование к доходу по конкретной группе устанавливается с расчетом стоимости обслуживания данной группы. Распределенный по

<p>отражает понесенные электроэнергетическим предприятием издержки в виде мощности, электроэнергии и административных расходов для обслуживания этих групп. Расчет объема дохода в пересчете на каждую группу потребителей является распределением затрат. Процесс распределения затрат состоит из следующих трех этапов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) функционализация затрат; 2) классификация затрат; 3) распределение затрат. <p>37. Функционализация - это распределение затрат в соответствии с основными функциями в электроэнергетическом секторе, как представлено ниже:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) затраты на производство электроэнергии, а в случае совместного производства затраты на производство тепловой и электрической энергии; 2) затраты на технологическое управление и передачу электроэнергии; 3) затраты на коммерческое управление электроэнергетической системой; 4) на распределение электроэнергии; 5) затраты на поставку электроэнергии потребителям. <p>38. Классификация - это следующий шаг распределения затрат по группам, связанным с характеристикой данной услуги, как представлено ниже:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) товарные или энергетические затраты, которые варьируют в зависимости от объема электроэнергии. К товарным затратам относятся расходы на топливо, приобретенная электроэнергия и ряд расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание своих мощностей; 2) затраты на объявленный максимум нагрузки либо мощность, которые варьируют в зависимости от уровня спроса на электроэнергию со стороны потребителей. Затраты на объявленный максимум нагрузки включают в себя любое оборудование либо 	<p>каждой группе потребителей требуемый доход отражает понесенные электроэнергетическим предприятием издержки в виде мощности, электроэнергии и административных расходов для обслуживания этих групп. Расчет объема дохода в пересчете на каждую группу потребителей является распределением затрат. Процесс распределения затрат состоит из следующих трех этапов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) функционализация затрат; 2) классификация затрат; 3) распределение затрат. <p>36. Функционализация - это распределение затрат в соответствии с основными функциями в электроэнергетическом секторе, как представлено ниже:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) затраты на производство электроэнергии, а в случае совместного производства затраты на производство тепловой и электрической энергии; 2) затраты на технологическое управление и передачу электроэнергии; 3) затраты на коммерческое управление электроэнергетической системой; 4) на распределение электроэнергии; 5) затраты на поставку электроэнергии потребителям. <p>37. Классификация - это следующий шаг распределения затрат по группам, связанным с характеристикой данной услуги, как представлено ниже:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) товарные или энергетические затраты, которые варьируют в зависимости от объема электроэнергии. К товарным затратам относятся расходы на топливо, приобретенная электроэнергия и ряд расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание своих мощностей; 2) затраты на объявленный максимум нагрузки либо мощность, которые варьируют в зависимости от уровня спроса на электроэнергию со стороны потребителей. Затраты на объявленный максимум нагрузки включают в себя любое
---	--

производственные объекты, требующиеся для удовлетворения уровней выше средне- системных нагрузок;

3) затраты на обслуживание потребителей. Затраты на обслуживание потребителей складываются из предоставления услуг потребителям и не зависят от объемов услуги либо норм использования электроэнергии. Затраты на обслуживание потребителей включают в себя затраты на обслуживание линии электропередачи и приборами учета данного потребителя, затраты, связанные со, съемом показаний и биллинговой системой, с выставлением счетов и обработку платежей, а также связанные с работой колл центров.

39. Процесс распределения заключается в точном и пропорциональном соотношении затрат по группам потребителей соответственно тому, каким образом эти затраты были понесены. Часть затрат складывается из обслуживания всех потребителей и не ассоциируются с той или иной группой потребителей. Данные характеристик услуг для каждой группы потребителей используются для разработки факторов распределения. Существует два основных метода распределения затрат, в которых в первой группе используются только с нагрузкой, а во втором - методы, связанные с нагрузкой и потреблением.

40. После распределения требуемого дохода всех ЭЭП по разным группам потребителей, разрабатывается структура тарифов, которая распределит требуемый доход между группами потребителей с использованием тарифов на электроэнергию, мощность или других тарифных ставок.

§ 14. Текущий подход распределения затрат

41. Функционализация затрат в соответствии с основными функциями в электроэнергетическом секторе проводится следующим образом:

1) затраты ЭС, ЧГЭС, НПЭ и ВИЭ относятся к функции производства электроэнергии;

оборудование либо производственные объекты, требующиеся для удовлетворения уровней выше средне-системных нагрузок;

3) затраты на обслуживание потребителей. Затраты на обслуживание потребителей складываются из предоставления услуг потребителям и не зависят от объемов услуги либо норм использования электроэнергии. Затраты на обслуживание потребителей включают в себя затраты на обслуживание линии электропередачи и приборами учета данного потребителя, затраты, связанные со, съемом показаний и биллинговой системой, с выставлением счетов и обработку платежей, а также связанные с работой колл центров.

38. Процесс распределения заключается в точном и пропорциональном соотношении затрат по группам потребителей соответственно тому, каким образом эти затраты были понесены. Часть затрат складывается из обслуживания всех потребителей и не ассоциируются с той или иной группой потребителей. Данные характеристик услуг для каждой группы потребителей используются для разработки факторов распределения. Существует два основных метода распределения затрат, в которых в первой группе используются только с нагрузкой, а во втором - методы, связанные с нагрузкой и потреблением.

39. После распределения требуемого дохода всех ЭЭП по разным группам потребителей, разрабатывается структура тарифов, которая распределит требуемый доход между группами потребителей с использованием тарифов на электроэнергию, мощность или других тарифных ставок.

§ 14. Текущий подход распределения затрат

40. Функционализация затрат в соответствии с основными функциями в электроэнергетическом секторе проводится следующим образом:

1) затраты ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС, НПЭ и ВИЭ относятся к функции производства электроэнергии;

2) затраты КЭРЦ относятся к функции коммерческого управления электроэнергетической системой;

3) затраты НЭСК относятся к функциям технологического управления, передачи, распределения и поставки электроэнергии потребителям.

42. На данном этапе, до достижения доступности НЭСК достоверных данных для классификации затрат на мощность и обслуживание потребителей и возможности проведения соответствующего анализа этих затрат на предмет улучшения структуры тарифов, все затраты классифицируются как товарные или энергетические.

§ 15. Особенности распределения затрат ЭС

43. Для распределения затрат теплоэлектростанций, входящих в состав ЭС, производящих тепловую и электрическую энергию одновременно, во время определения требуемого дохода ЭС применяются следующие подходы:

- 1) требуемый доход ЭС (RR_{GenCo}) определяется как сумма двух компонентов (RR_{GenCo1} , RR_{GenCo2}) определенных согласно подпунктам 2 и 3 данного пункта;
- 2) затраты на топливо на технологические цели (FC), затраты на покупку электроэнергии (EPC_{GenCo}) **без составного импорта электроэнергии (EPC_{imp})**, операционные затраты (OMC) и корректировка стоимости топлива на технологические цели (FCR) относятся на тепловую и электрическую энергию пропорционально, в соответствии с объемами **вырабатываемой** тепловой и электрической энергии по следующей формуле:

$$RR_{GenCo1} = \frac{(FC + EPC_{GenCo} - EPC_{imp} + OMC + FCR) \times W_{GenCo}}{W_{GenCo} + Q_{GenCo}}$$

где:

2) затраты КЭРЦ относятся к функции коммерческого управления электроэнергетической системой;

3) затраты НЭСК относятся к функциям технологического управления, передачи, распределения и поставки электроэнергии потребителям.

41. На данном этапе, до достижения доступности НЭСК достоверных данных для классификации затрат на мощность и обслуживание потребителей и возможности проведения соответствующего анализа этих затрат на предмет улучшения структуры тарифов, все затраты классифицируются как товарные или энергетические.

§ 15. Особенности определения требуемого дохода БТЭЦ

42. Для определения требуемого дохода БТЭЦ, так как данная станция вырабатывает тепловую и электрическую энергию, применяются следующие подходы распределения затрат:

- 1) требуемый доход **ЭС БТЭЦ** (RR_{GenCo}) определяется как сумма двух компонентов (RR_{GenCo1} , RR_{GenCo2}) определенных согласно подпунктам 2 и 3 данного пункта;
- 2) затраты на топливо на технологические цели (FC), затраты на покупку электроэнергии (EPC_{GenCo}) ~~без составного импорта электроэнергии (EPC_{imp})~~, операционные затраты (OMC) и корректировка стоимости топлива на технологические цели (FCR) относятся на тепловую и электрическую энергию пропорционально, в соответствии с объемами **вырабатываемой полезного отпуска** тепловой и электрической энергии по следующей формуле:

$$RR_{GenCo1} = \frac{(FC + EPC_{GenCo} - EPC_{imp} + OMC + FCR) \times W_{GenCo}}{W_{GenCo} + Q_{GenCo}}$$

Добавлено примечание ([AB3]): Предложение ДТЭК

Q_{GenCo} – выработка тепловой энергии в кВтч определенная по тепловому коэффициенту $1 \text{ ГКалл} = 1163 \text{ кВтч}$.

3) затраты на обслуживание кредитов (LRC), амортизационные затраты (DEPR), допустимая прибыль на (PRF), коррекция затрат на обслуживание кредитов для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов (LRCR) и прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии (OFI) распределяются на основе установленной мощности по каждому виду энергии по следующей формуле:

$$RR_{GenCo2} = \frac{(LRC + DEPR + PRF + LRCR + OFI) \times PW_{GenCo}}{PW_{GenCo} + PQ_{GenCo}}$$

где:

PW_{GenCo} – установленная мощность выработки электричества;

PQ_{GenCo} – установленная мощность выработки тепловой энергии.

§ 16. Определение тарифов на оптовом рынке электроэнергии

44. На оптовом рынке электроэнергии устанавливаются следующие тарифы:

1) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС, ЧГЭС, ВИЭ и НПЭ;

2) тариф на технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электроэнергии со стороны НЭСК.

45. Оптовый тариф на продажу электроэнергии определяется следующим образом:

1) оптовый расчётный тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС и ЧГЭС

где:

Q_{GenCo} – выработка тепловой энергии в кВтч определенная по тепловому коэффициенту $1 \text{ ГКалл} = 1163 \text{ кВтч}$.

3) затраты на обслуживание кредитов (LRC), амортизационные затраты (DEPR), допустимая прибыль на (PRF), коррекция затрат на обслуживание кредитов для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов (LRCR) и прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии (OFI) распределяются на основе установленной мощности по каждому виду энергии по следующей формуле:

$$RR_{GenCo2} = \frac{(LRC + DEPR + PRF + LRCR + OFI) \times PW_{GenCo}}{PW_{GenCo} + PQ_{GenCo}}$$

где:

PW_{GenCo} – установленная мощность выработки электричества;

PQ_{GenCo} – установленная мощность выработки тепловой энергии.

§ 16. Определение тарифов и плат на оптовом рынке электроэнергии

43. На оптовом рынке электроэнергии устанавливаются следующие тарифы и платы:

1) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС, ВИЭ и НПЭ;

2) тариф на технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электроэнергии со стороны НЭСК,

3) плата за услуги КЭРЦ.

(T_{GenCo}) определяется по следующей формуле:

$$T_{GenCo} = \frac{RR_{GenCo}}{W_{GenCo}}$$

где:

RR_{GenCo} – требуемый доход ЭС или ЧГЭС определенный согласно разделу 15 данной методики;

2) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны ВИЭ (TRE), который устанавливается в соответствии с требованиями Закона КР «О возобновляемых источниках энергии»;

3) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны НПЭ (TIPP), который устанавливается согласно договорам о государственно-частном партнерстве, либо межправительственным договорам, заключенным между данным НПЭ и Кабинетом Министров Кыргызской Республики.

46. Тариф на технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электроэнергии со стороны НЭСК (TNESK) определяются по следующей формуле:

$$T_{NESK} = \frac{RR_{NESK}}{W_{GenCo} + W_{IPP} + W_{RE} + W_{imp}}$$

где:

RR_{NESK} – это требуемый доход НЭСК определенный согласно разделу 4 настоящей методики;

W_{GenCo} – электроэнергия ЭС и ЧГЭС поступившая в сети НЭСК;

W_{IPP} – электроэнергия НПЭ поступившая в сети НЭСК; W_{RE} – электроэнергия ВИЭ поступившая в сети НЭСК; W_{imp} – импорт электроэнергии через сети НЭСК.

44. Оптовый тариф на продажу электроэнергии определяется следующим образом:

1) оптовый расчётный тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС (T_{GenCo}) определяется по следующей формуле:

$$T_{GenCo} = \frac{RR_{GenCo}}{W_{GenCo}}$$

где:

RR_{GenCo} – требуемый доход ЭС, БТЭЦ или ЧГЭС определенный согласно разделу 15 4 данной методики;

2) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны ВИЭ (TRE), который устанавливается в соответствии с требованиями Закона КР «О возобновляемых источниках энергии»;

3) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны НПЭ (TIPP), который устанавливается согласно договорам о государственно-частном партнерстве, либо межправительственным договорам, заключенным между данным НПЭ и Кабинетом Министров Кыргызской Республики.

45. Тариф на технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электроэнергии со стороны НЭСК (T_{NESK}) определяются по следующей формуле:

$$T_{NESK} = \frac{RR_{NESK}}{W_{GenCo} + W_{IPP} + W_{RE} + W_{imp}}$$

где:

RR_{NESK} – это требуемый доход НЭСК для управления электроэнергетической системой и передачи электроэнергии определенный согласно разделу 4 настоящей методики;

§ 17. Определение тарифов на розничном рынке электроэнергии

47. На розничном рынке устанавливаются тарифы на поставку электроэнергии потребителям НЭСК. **Во всех остальных случаях потребительские тарифы на электроэнергию не регулируются.** Розничные тарифы для потребителей НЭСК устанавливаются, учитывая следующее:

- 1) потребительские группы, для которых устанавливаются отдельные тарифы, определяются согласно действующей для данного периода тарифной политикой на электрическую энергию;
- 2) для всех потребителей электроэнергии, которые находятся в одной группе, тарифы на покупку электроэнергии устанавливаются на одинаковом уровне на всей территории Кыргызской Республики в независимости от того, **какой РЭК или Поставщик** данному потребителю поставляет электроэнергию.

48. Для определения тарифов на розничном рынке электроэнергии для НЭСК рассчитывается средневзвешенный тариф продажи электроэнергии (TRENESK) по следующей формуле:

W_{GenCo} – электроэнергия ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС поступившая в сети НЭСК;

W_{IPP} – электроэнергия НПЭ поступившая в сети НЭСК;

W_{RE} – электроэнергия ВИЭ поступившая в сети НЭСК;

W_{imp} – импорт электроэнергии через сети НЭСК.

46. Плата за услуги КЭРЦ определяется по следующей формуле:

$$T_{KERT} = RR_{KERT} \times P_{RR}$$

где:

RR_{KERT} – требуемый доход КЭРЦ;

P_{RR} – доля требуемого дохода данного ЭЭП по отношению требуемого дохода всей системы.

§ 17. Определение тарифов на розничном рынке электроэнергии

47. На розничном рынке устанавливаются тарифы на поставку электроэнергии потребителям НЭСК, ~~Во всех остальных случаях потребительские тарифы на электроэнергию не регулируются.~~ **которые одинаково применяются в случаи остальных поставщиков, продающих электроэнергию потребителям.** Розничные тарифы для потребителей НЭСК устанавливаются, учитывая следующее:

- 1) потребительские группы, для которых устанавливаются отдельные тарифы, определяются согласно действующей для данного периода тарифной политикой на электрическую энергию;
- 2) для всех потребителей электроэнергии, которые находятся в одной группе, тарифы на покупку электроэнергии устанавливаются на одинаковом уровне на всей территории Кыргызской Республики в независимости от того, **какая организация** данному потребителю поставляет электроэнергию.

Добавлено примечание ([AB4]): Для обсуждения

$$TRE_{NESK} = \frac{RR_{NESK}}{W_{NESK} \times \left(1 - \frac{BD_{NESK}}{100}\right)}$$

где:

RR_{NESK} – требуемый доход НЭСК определенный согласно разделу 4 данной методики;

W_{NESK} – прогнозируемое потребление электроэнергии потребителей НЭСК;

BD_{NESK} – допускаемый уровень безнадежных долгов в тарифе НЭСК.

49. Если средневзвешенный тариф продажи электроэнергии (TRE_{NESK}) не обеспечивает требуемый доход всех ЭЭП, в уполномоченный государственный орган по выработке политики в сфере энергетики и Кабинет Министров Кыргызской Республики вносятся следующие предложения:

1) повышение действующих розничных тарифов на электроэнергию для всех или отдельных групп потребителей основываясь на общих подходах определения тарифного плана для потребителей до уровня, когда будет обеспечен требуемый доход ЭЭП;

2) снижение нормы прибыли (RoR) ЭЭП, **определённой согласно пункту 44 данной методики** пока не будет обеспечен требуемый доход всех ЭЭП.

48. Для определения тарифов на розничном рынке электроэнергии ~~для НЭСК~~ рассчитывается средневзвешенный тариф продажи электроэнергии (TRE_{NESK}) по следующей формуле:

$$TRE_{NESK} = \frac{RR_{NESK}}{W_{NESK} \times \left(1 - \frac{BD_{NESK}}{100}\right)}$$

где:

RR_{NESK} – требуемый доход НЭСК определенный согласно разделу 4 данной методики;

W_{NESK} – прогнозируемое потребление электроэнергии потребителей НЭСК;

BD_{NESK} – допускаемый уровень безнадежных долгов в тарифе НЭСК.

49. Если средневзвешенный тариф продажи электроэнергии (TRE_{NESK}) не обеспечивает требуемый доход всех ЭЭП, в уполномоченный государственный орган по выработке политики в сфере энергетики и Кабинет Министров Кыргызской Республики вносятся следующие предложения:

1) повышение действующих розничных тарифов на электроэнергию для всех или отдельных групп потребителей основываясь на общих подходах определения тарифного плана для потребителей до уровня, когда будет обеспечен требуемый доход ЭЭП;

2) снижение нормы прибыли (RoR) ЭЭП, пока не будет обеспечен требуемый доход всех ЭЭП, ~~определённой согласно пункту 44 данной методики~~ **или полное исключение прибыли из расчета требуемого дохода, если снижением нормы прибыли требуемый доход обеспечить невозможно.**

Глава 4. Установление тарифов
§ 18. Процедура отчетности

50. ЭЭП в сроки, установленные настоящей Методикой, по итогам года в рамках процесса установления тарифов, представляют следующее виды отчетов:

- 1) Отчет о технико-экономических показателях согласно приложению №1;
- 2) Фактический баланс электроэнергии согласно приложению №2а для ЭС и №2в для НЭСК;
- 3) Сведения о доходах и расходах от торговли электроэнергией согласно приложению №2б для ЭС и №2г для НЭСК;
- 4) Отчет по фонду оплаты труда согласно приложению №3;
- 5) Сведения о ремонтных работах и техническом обслуживании основных средств согласно приложению №4;
- 6) Сведения о материальных расходах согласно приложению №5;
- 7) Отчет о транспортных расходах согласно приложению №6;
- 8) Отчет об административных расходах согласно приложению №7;
- 9) Отчет о прочих операционных и производственных затратах согласно приложению №8;
- 10) Отчет о кредитах и займах согласно приложению №9;
- 11) Отчет о приобретении, строительстве, отчуждении и ликвидации основных средств согласно приложениям №10а, №10б, №10в и №10г;
- 12) Расчет амортизационных отчислений согласно приложению №11.

51. Отчеты, указанные в пункте 51 настоящей методики, представляются ЭЭП в ДТЭК в следующие сроки:

- 1) первый квартал до 30 апреля каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8), и 9);

Глава 4. Установление тарифов
§ 18. Процедура отчетности

50. ЭЭП в сроки, установленные настоящей Методикой, по итогам года в рамках процесса установления тарифов, представляют следующее виды отчетов:

- 1) Отчет о технико-экономических показателях согласно приложению №1;
- 2) Фактический баланс электроэнергии согласно приложению №2а для ЭС, **БТЭЦ, ЧГЭС** и №2в для НЭСК;
- 3) Сведения о доходах и расходах от торговли электроэнергией согласно приложению №2б для ЭС, **БТЭЦ, ЧГЭС** и №2г для НЭСК;
- 4) Отчет по фонду оплаты труда согласно приложению №3;
- 5) Сведения о ремонтных работах и техническом обслуживании основных средств согласно приложению №4;
- 6) Сведения о материальных расходах согласно приложению №5;
- 7) Отчет о транспортных расходах согласно приложению №6;
- 8) Отчет об административных расходах согласно приложению №7;
- 9) Отчет о прочих операционных и производственных затратах согласно приложению №8;
- 10) Отчет о кредитах и займах согласно приложению №9;
- 11) Отчет о приобретении, строительстве, отчуждении и ликвидации основных средств согласно приложениям №10а, №10б, №10в и №10г;
- 12) Расчет амортизационных отчислений согласно приложению №11.

51. Отчеты, указанные в пункте 51 настоящей методики, представляются ЭЭП в ДТЭК в следующие сроки:

- 1) первый квартал до 30 апреля каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8), и 9);

- 2) первое полугодие до 31 июля каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8), и 9);
- 3) девять месяцев до 31 октября каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8) и 9);
- 4) годовой до 31 марта следующего года отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 7), 8), 9), 10), 11), и 12).

52. Если последняя дата предоставления отчетов выпадает на нерабочий выходной или праздничный день, то она переносится на первый рабочий день.

53. Одна печатная копия отчетов представляется в ДТЭК с сопроводительным письмом, подписанным руководителем и главным бухгалтером предприятия, и заверенным печатью данного юридического лица. Предоставляемые данные должны быть также подписаны курирующими руководителями и ответственными исполнителями. Все документы также представляются в электронном формате.

54. Отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3) и 6) пункта 51 представляются с отражением прогнозов на тарифный период. В процессе установления тарифов ДТЭК может потребовать от ЭЭП представить дополнительную информацию и обоснования.

55. Отчеты, указанные в пункте 51 настоящей Методики, публикуются в электронном виде на интернет-сайте ДТЭК в течении трех месяцев после их получения от ЭЭП.

§ 19. Рассмотрение и установление тарифов

56. ЭЭП обязаны подать тарифную заявку в ДТЭК до 1-ого октября каждого года для установления тарифов на следующий тарифный период.

57. ДТЭК проверяет комплектность тарифной заявки, письменно информирует ЭЭП о результатах процесса проверки в течении 10-и рабочих дней со дня получения тарифной заявки.

58. В случае отсутствия необходимых документов тарифная заявка ЭЭП не рассматривается. Отказ в рассмотрении документов направляется ЭЭП не позднее 10 рабочих дней с момента их поступления

2) первое полугодие до 31 июля каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8), и 9);

3) девять месяцев до 31 октября каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8) и 9);

4) годовой до 31 марта следующего года отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 7), 8), 9), 10), 11), и 12).

52. Если последняя дата предоставления отчетов выпадает на нерабочий выходной или праздничный день, то она переносится на первый рабочий день.

53. Одна печатная копия отчетов представляется в ДТЭК с сопроводительным письмом, подписанным руководителем и главным бухгалтером предприятия, и заверенным печатью данного юридического лица. Предоставляемые данные должны быть также подписаны курирующими руководителями и ответственными исполнителями. Все документы также представляются в электронном формате.

54. Отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3) и 6) пункта 51 представляются с отражением прогнозов на тарифный период. В процессе установления тарифов ДТЭК может потребовать от ЭЭП представить дополнительную информацию и обоснования.

55. Отчеты, указанные в пункте 51 настоящей Методики, публикуются в электронном виде на интернет-сайте ДТЭК в течении трех месяцев после их получения от ЭЭП.

§ 19. Рассмотрение и установление тарифов

56. ЭЭП обязаны подать тарифную заявку в ДТЭК до 1-ого октября каждого года для установления тарифов на следующий тарифный период.

57. ДТЭК проверяет комплектность тарифной заявки, письменно информирует ЭЭП о результатах процесса проверки в течении 10-и рабочих дней со дня получения тарифной заявки.

в уполномоченный орган и должен содержать перечень недостающей информации согласно пункту 7 настоящей Методики. При этом документы (расчетные материалы) субъекту не возвращаются. В таких случаях ЭЭП устраняет недостатки и подает обновленную тарифную заявку в ДТЭК. ЭЭП ссылается на документы, приложенные к предыдущей тарифной заявке, если представленные в них данные не изменились на момент подачи обновленной тарифной заявки. ЭЭП должны представить обновленные тарифные заявки в ДТЭК не позднее до 1-ого ноября.

59. Принятая тарифная заявка рассматривается в течение одного месяца.

60. При рассмотрении тарифной заявки учитывается целесообразность включения затрат ЭЭП в расчет тарифов и их возмещение со стороны потребителей. Целесообразными считаются затраты, которые имеют обоснования, являются рациональными и необходимыми для предоставления услуг и обслуживания потребителей.

61. В случае принятия, в соответствии с пунктом 64 настоящей методики, решения о пересмотре тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей выполняются следующие мероприятия:

1) в целях ознакомления заинтересованных сторон, в том числе организаций по защите прав потребителей и представления предложений, тарифная заявка публикуется на официальном интернет сайте ДТЭК;

2) для представления заинтересованным сторонам обоснований и разъяснений, приведенных в тарифной заявке, НЭСК организуют открытое общественное слушание. Время и место проведения общественных слушаний объявляются как минимум за 3 рабочих дня до даты проведения;

3) за 15 рабочих дней до дня представления проекта решения о новых тарифах на утверждение, расчеты предложенных тарифов, подготовленные ДТЭК, размещаются на его интернет-сайте;

4) после публикации на интернет-сайте расчетов, предложенных тарифов, ДТЭК организует открытое общественное слушание проекта решения для представления заинтересованным

58. В случае отсутствия необходимых документов тарифная заявка ЭЭП не рассматривается. Отказ в рассмотрении документов направляется ЭЭП не позднее 10 рабочих дней с момента их поступления в уполномоченный орган и должен содержать перечень недостающей информации согласно пункту 7 настоящей Методики. При этом документы (расчетные материалы) субъекту не возвращаются. В таких случаях ЭЭП устраняет недостатки и подает обновленную тарифную заявку в ДТЭК. ЭЭП ссылается на документы, приложенные к предыдущей тарифной заявке, если представленные в них данные не изменились на момент подачи обновленной тарифной заявки. ЭЭП должны представить обновленные тарифные заявки в ДТЭК не позднее до 1-ого ноября.

59. Принятая тарифная заявка рассматривается в течение одного месяца.

60. При рассмотрении тарифной заявки учитывается целесообразность включения затрат ЭЭП в расчет тарифов и их возмещение со стороны потребителей. Целесообразными считаются затраты, которые имеют обоснования, являются рациональными и необходимыми для предоставления услуг и обслуживания потребителей.

61. В случае принятия, в соответствии с пунктом 64 настоящей методики, решения о пересмотре тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей выполняются следующие мероприятия:

1) в целях ознакомления заинтересованных сторон, в том числе организаций по защите прав потребителей и представления предложений, тарифная заявка публикуется на официальном интернет сайте ДТЭК;

2) для представления заинтересованным сторонам обоснований и разъяснений, приведенных в тарифной заявке, НЭСК организуют открытое общественное слушание. Время и место проведения общественных слушаний объявляются как минимум за 3 рабочих дня до даты проведения;

сторонам, в том числе организациям по защите прав потребителей возможности внести свои предложения и получить разъяснения.

62. ДТЭК пересматривает тарифы на электрическую энергию для ЭЭП на основе результатов экономической деятельности ЭЭП, инвестиционных программ (капитальных вложений) и требований к качеству обслуживания потребителей.

63. В случае возникновения обстоятельств, которые влияют на предоставление потребителям качественных услуг по экономически обоснованным ценам, ЭЭП подают тарифную заявку на пересмотр ранее установленных тарифов на электрическую энергию не ранее шести месяцев.

Глава 5. Ответственность

§ 20. Ответственность за нарушение настоящей Методики

64. ЭЭП несут ответственность за несоблюдение требований, установленных настоящей Методикой, предусмотренную Кодексом

3) за 15 рабочих дней до дня представления проекта решения о новых тарифах на утверждение, расчеты предложенных тарифов, подготовленные ДТЭК, размещаются на его интернет-сайте;

4) после публикации на интернет-сайте расчетов, предложенных тарифов, ДТЭК организует открытое общественное слушание проекта решения для представления заинтересованным сторонам, в том числе организациям по защите прав потребителей возможности внести свои предложения и получить разъяснения.

62. ДТЭК пересматривает тарифы на электрическую энергию для ЭЭП на основе результатов экономической деятельности ЭЭП, инвестиционных программ (капитальных вложений) и требований к качеству обслуживания потребителей.

63. В случае возникновения обстоятельств, которые влияют на предоставление потребителям качественных услуг по экономически обоснованным ценам, ЭЭП подают тарифную заявку на пересмотр ранее установленных тарифов на электрическую энергию не ранее шести месяцев.

64. Затраты сэкономленные в ходе деятельности предприятия за счет снижения расходов по одной статье могут быть использованы для покрытия затрат других статей расходов по согласованию с ДТЭК (за исключением расходов по статье «Фонд оплаты труда»). При этом суммарные затраты не должны превышать сумму утвержденной в плановых технико-экономических показателях предприятий.

Глава 5. Ответственность

§ 20. Ответственность за нарушение настоящей Методики

65. ЭЭП несут ответственность за несоблюдение требований, установленных настоящей Методикой, предусмотренную

Кыргызской Республики о правонарушениях и Законом Кыргызской Республики «О естественных монополиях в Кыргызской Республике».

К нарушениям Методики относятся:

1) завышение (занижение) регулируемых тарифов (цен) на продукцию (работы, услуги), установленные в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

2) применение непредусмотренных надбавок, наценок к тарифам (ценам) при наличии установленных;

3) включение в стоимость продукции (работ, услуг) фактически невыполненных работ или выполненных не в полном объеме;

4) использование не по назначению средств, начисленных за счет себестоимости продукции (работ, услуг);

5) включение в стоимость продукции (работ, услуг) затрат выше утвержденных норм (расход топлива, ГСМ, потери) и/или фактически сложившихся за ряд лет;

6) завышение статей затрат при формировании стоимости продукции (работ, услуг) установленное в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

7) занижение (завышение) удельного веса фактической заработной платы на единицу продукции (работ, услуг) по сравнению с закладываемыми объемами при согласовании, установленное в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

8) непредставление ДТЭК материалов на установление тарифов (цен) или представление с нарушением требований, установленных настоящей Методикой;

9) реализация продукции (работ, услуг) по тарифам (ценам), не установленным ДТЭК;

10) отсутствие раздельного учета затрат, доходов и активов, задействованных по каждому виду регулируемой продукции (работ, услуг), а также установленных настоящей Методикой новых статей учета.

65. В случае нарушения настоящей Методики сумма незаконно полученного дохода, подлежит перечислению в республиканский бюджет

Кодексом Кыргызской Республики о правонарушениях и Законом Кыргызской Республики «О естественных монополиях в Кыргызской Республике».

К нарушениям Методики относятся:

1) завышение (занижение) регулируемых тарифов (цен) на продукцию (работы, услуги), установленные в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

2) применение непредусмотренных надбавок, наценок к тарифам (ценам) при наличии установленных;

3) включение в стоимость продукции (работ, услуг) фактически невыполненных работ или выполненных не в полном объеме;

4) использование не по назначению средств, начисленных за счет себестоимости продукции (работ, услуг);

5) включение в стоимость продукции (работ, услуг) затрат выше утвержденных норм (расход топлива, ГСМ, потери) и/или фактически сложившихся за ряд лет;

6) завышение статей затрат при формировании стоимости продукции (работ, услуг) установленное в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

7) занижение (завышение) удельного веса фактической заработной платы на единицу продукции (работ, услуг) по сравнению с закладываемыми объемами при согласовании, установленное в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

8) непредставление ДТЭК материалов на установление тарифов (цен) или представление с нарушением требований, установленных настоящей Методикой;

9) реализация продукции (работ, услуг) по тарифам (ценам), не установленным ДТЭК;

10) отсутствие раздельного учета затрат, доходов и активов, задействованных по каждому виду регулируемой продукции (работ, услуг), а также установленных настоящей Методикой новых статей учета.

в 30-дневный срок со дня вручения решения, или срок, установленный решением уполномоченного органа по регулированию ТЭК.

66. Решение о перечислении незаконно полученного дохода принимается руководителем государственного органа. В случае несвоевременного перечисления указанных сумм начисляется пеня в размере, равном 0,09 процента размера недоимки за каждый день просрочки. Общая сумма начисленной пени не может превышать 100 процентов размера суммы начисленного взыскания. Пени могут не начисляться в случаях, предусмотренных статьей 37 Кодекса Кыргызской Республики о неналоговых доходах.». Факты нарушений настоящей Методики, выявленные другими контролирующими органами, и материалы по ним направляются в ДТЭК для принятия решения.

67. Факты нарушений настоящей Методики, выявленные другими контролирующими органами, и материалы по ним направляются в ДТЭК для принятия решения.

68. В случае невозможности определения суммы незаконно полученного дохода в результате нарушения настоящей Методики, по решению ДТЭК подлежат взысканию 25 процентов от суммы среднемесячного дохода.

69. За не предоставление материалов для установления тарифов (цен) ДТЭК выдает соответствующее предписание. В случае невыполнения требований предписания применяются меры в соответствии с Кодексом Кыргызской Республики о правонарушениях.

70. Решение ДТЭК о перечислении полученного дополнительного дохода может быть обжаловано в соответствии с Законом Кыргызской Республике «Об основах административной деятельности и административных процедурах».

66. В случае нарушения настоящей Методики сумма незаконно полученного дохода, подлежит перечислению в республиканский бюджет в 30-дневный срок со дня вручения решения, или срок, установленный решением уполномоченного органа по регулированию ТЭК.

67. Решение о перечислении незаконно полученного дохода принимается руководителем государственного органа. В случае несвоевременного перечисления указанных сумм начисляется пеня в размере, равном 0,09 процента размера недоимки за каждый день просрочки. Общая сумма начисленной пени не может превышать 100 процентов размера суммы начисленного взыскания. Пени могут не начисляться в случаях, предусмотренных статьей 37 Кодекса Кыргызской Республики о неналоговых доходах.». Факты нарушений настоящей Методики, выявленные другими контролирующими органами, и материалы по ним направляются в ДТЭК для принятия решения.

68. Факты нарушений настоящей Методики, выявленные другими контролирующими органами, и материалы по ним направляются в ДТЭК для принятия решения.

69. В случае невозможности определения суммы незаконно полученного дохода в результате нарушения настоящей Методики, по решению ДТЭК подлежат взысканию 25 процентов от суммы среднемесячного дохода.

70. За не предоставление материалов для установления тарифов (цен) ДТЭК выдает соответствующее предписание. В случае невыполнения требований предписания применяются меры в соответствии с Кодексом Кыргызской Республики о правонарушениях.

71. Решение ДТЭК о перечислении полученного дополнительного дохода может быть обжаловано в соответствии с Законом Кыргызской Республике «Об основах административной деятельности и административных процедурах».

МЕТОДИКА
определения тарифов на электрическую энергию

Глава 1. Общие положения

§ 1. Предмет регулирования

Настоящая Методика определения тарифов на электрическую энергию (далее - Методика) распространяется на электроэнергетические предприятия, вырабатывающие, передающие, распределяющие и поставляющие электрическую энергию объемом более 1 млрд. кВтч, регулирование тарифов которых осуществляется по решению Кабинета Министров Кыргызской Республики (далее – ЭЭП).

1. Тарифы на электроэнергию должны отражать все обоснованные затраты ЭЭП, обеспечивать стимулы для эффективной работы, а также доступность электроэнергии для уязвимых групп населения.

2. ЭЭП должны использовать для тарифного регулирования тот же план счетов и правила бухгалтерского учета, которые используются для финансового учета.

3. ЭЭП несут ответственность за достоверность представленных и опубликованных данных в процессе установления тарифов. В процессе установления тарифов такие данные считаются достоверными, если обратное не подтверждено.

§ 2. Определения и сокращения

4. В Методике использованы следующие определения и сокращения:

1) производитель ВИЭ - производитель электрической энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ) определённый в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии»;

2) ДТЭК - уполномоченный государственный орган по регулированию топливно-энергетического комплекса;

3) ЭЭП - все электроэнергетические предприятия, включая ЭС, ЧГЭС, БТЭЦ, КЭРЦ и НЭСК;

4) НЭСК - ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»;

5) КЭРЦ - ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»;

6) НПЭ - независимый производитель электроэнергии;

7) тариф - тариф на покупку или продажу электрической энергии, утвержденный Кабинетом Министров Кыргызской Республики;

8) ЭС - ОАО «Электрические станции»;

9) БТЭЦ – МП «Бишкек ТЭЦ»

10) ЧГЭС - ОАО «Чакан ГЭС».

§ 3. Порядок подачи документов (расчетных материалов)
для установления тарифов

5. Информация (расчетные материалы) для установления тарифов представляется субъектом в уполномоченный орган.

6. Для установления тарифов ЭЭП необходимо предоставить следующие материалы:

1) сопроводительное письмо (в произвольной форме);

2) пояснительная записка;

3) основные технико-экономические и финансовые показатели ЭЭП (план, факт);

- 4) балансовый отчет со всеми приложениями, подтвержденный налоговым органом;
- 5) анализ применения действующих тарифов в суммарном и количественном выражении;
- 6) показатели детализации - расшифровка отдельных статей затрат с приложением копий подтверждающих документов (счетов-фактур, договоров и т.д.);
- 7) обоснование принятого объема прибыли (рентабельности);
- 8) проекты инвестиций, бизнес-планы;
- 9) информация о закупках товаров (работ, услуг), осуществляемых в форме тендера.

Глава 2. Требуемый доход

§ 4. Определение требуемого дохода

7. Требуемый доход ЭЭП (RR) определяется по следующей формуле:

$$RR = FC + EPC + OMC + DEPR + PRF + LRC + PR$$

где:

FC – топливо на технологические цели;

EPC – затраты на покупку электроэнергии;

OMC – операционные затраты;

DEPR – амортизационные затраты;

PRF – допускаемая прибыль на инвестиции;

LRC – затраты на обслуживание кредитов, подлежащие включению в требуемый доход в установленных данной методикой случаях;

PR – коррекция затрат прошлого тарифного периода.

8. При расчете требуемого дохода затраты должны быть основаны на данных за самый последний 12-месячный период (фактический год), близкий к периоду расчетному, для которого имеются достоверные данные о затратах.

9. Требование к доходам рассчитывается на основе следующих подходов:

- 1) нормализация годовых затрат, посредством чего затраты в течение фактического года должны корректироваться таким образом, чтобы исключить единовременные расходы, связанные с чрезвычайными обстоятельствами и единовременными расходами или доходами, которые не ожидаются каждый год;

- 2) включение дополнительных затрат ЭЭП на приобретение электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, в расчет тарифа окончательных потребителей.

10. ЭЭП не могут требовать возмещения затрат, которые не были изначально включены в расчет требуемого дохода, если это не предусмотрено данной Методикой. Риски, связанные с такими затратами, полностью несут ЭЭП.

11. ЭЭП предоставляют План капитальных вложений на следующий тарифный период в соответствии с «Порядком согласования инвестиционных программ лицензированных предприятий энергетического комплекса с уполномоченным государственным органом по регулированию топливно-энергетического комплекса» утвержденным приказом Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики от 1 ноября 2016 года № 144.

§ 5. Топливо на технологические цели

12. Статья «Топливо на технологические цели» (FC) используется для определения требуемого дохода БТЭЦ и включает стоимость только технологического топлива, расходуемого непосредственно на производство электрической энергии. Сюда включается стоимость только тех видов топлива, которые приобретаются со стороны. Затраты на топливо определяются исходя из установленных норм и его потребности:

1) на технологические нужды по выработке электрической энергии в соответствии с заданной выработкой, удельными расходами топлива на единицу продукции и цены одной тонны условного топлива;

2) в расходы топлива на технологические цели, также включаются все топливо, израсходованное на сушку котлов после ремонта, растопки и горячий резерв.

13. Стоимость топлива на технологические цели определяется по следующей формуле:

$$FC = FRC + \sum W_{GTPP} \times HR_{GTPP} \times FP_{GTPP} + \sum W_{CTPP} \times HR_{CTPP} \times FP_{CTPP}$$

где:

FRC – стоимость любых видов топлива для пополнения резервов, если данные резервы были использованы в течении прошлого тарифного периода. Виды топлива и количество общих резервов должно быть установлено Кабинетом Министров Кыргызской Республики;

W_{GTPP} - прогнозируемый объем производства электроэнергии на тепловых станциях работающих с использованием природного газа;

HR_{GTPP} - удельный расход природного газа на данной станции;

FP_{GTPP} – прогнозируемая средняя стоимость природного газа для тарифного периода, которое определяется согласно тарифам, установленным для поставки данного топлива для производства электроэнергии на момент расчета тарифов;

W_{CTPP} - прогнозируемый объем производства электроэнергии на тепловых станциях работающих с использованием угля;

HR_{CTPP} - удельный расход угля на данной станции;

FP_{CTPP} – прогнозируемая средняя стоимость угля для тарифного периода. В стоимость угля входит стоимость топлива по договорным ценам поставщиков, включая скидки (надбавки) к ценам за пониженное (повышенное) качество топлива (за отклонения от расчетных норм зольности и влажности), железнодорожный тариф, а также расходы по погрузке и доставке (если транспорт сторонних организаций), таможенные пошлины и другие расходы до склада хранения ЭС.

§ 6. Покупная электроэнергия

14. Статья «Покупная электроэнергия» (EPC) используется для определения требуемого дохода всех ЭЭП и включает:

1) стоимость покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери, другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий) для ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС;

2) стоимость импортируемой электроэнергии для НЭСК;

3) стоимость покупной электроэнергии от ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС, НПЭ и ВИЭ для бесперебойной поставки электроэнергии потребителям НЭСК.

15. Стоимость покупной электроэнергии для ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС (ERC_{GenCo}) определяется по следующей формуле:

$$ERC_{GenCo} = \sum (W_{LGenCo} + W_{TGenCo}) \times T_{TLGenCo}$$

где:

W_{LGenCo} – прогнозируемое количество покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС;

W_{TGenCo} – прогнозируемое количество покупной электроэнергии, расходуемой на другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий) ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС;

$T_{TLGenCo}$ – прогнозируемый тариф покупной электроэнергии, расходуемой на технологические потери, другие технологические цели и хозяйственные нужды в цехах вспомогательного производства и на хозяйственные нужды ЭС (освещение и отопление помещений, материальных складов и др. непромышленных зданий);

16. Стоимость покупной электроэнергии для НЭСК (T_{SO}) определяется по следующей формуле:

$$ERC_{TSO} = ERC_{imp} + W_{ES} \times T_{ES} + ERC_{imp} + W_{BTTP} \times T_{BTTP} + W_{CHPP} \times T_{CHPP} + \sum (W_{IPP\&RE} \times T_{E_{IPP\&RE}} + P_{IPP\&RE} \times T_{C_{IPP\&RE}}) \times FX_{IPP\&RE}$$

где:

W_{ES} – количество покупной электроэнергии от ЭС;

T_{ES} – тариф на покупку электроэнергии от ЭС;

W_{BTTP} – количество покупной электроэнергии от БТЭЦ;

T_{ES} – тариф на покупку электроэнергии от БТЭЦ;

W_{CHPP} – количество покупной электроэнергии от ЧГЭС;

T_{CHPP} – тариф на покупку электроэнергии от ЧГЭС;

$W_{IPP\&RE}$ – количество покупной электроэнергии от НПЭ и производителей ВИЭ;

$T_{E_{IPP\&RE}}$ – тариф на покупку электроэнергии от НПЭ и производителей ВИЭ;

$P_{IPP\&RE}$ – покупаемая мощность от НПЭ и производителей ВИЭ, если такое предусмотрено по договору покупки;

$T_{C_{IPP\&RE}}$ – тариф на покупку мощности от НПЭ и производителей ВИЭ, если такое предусмотрено по договору покупки;

FX_{imp} – прогнозируемый курс валюты по отношению к сому если договор на покупку электроэнергии или мощности от НПЭ и производителей ВИЭ установлен в иностранной валюте и если такое предусмотрено по договору покупки.

ERC_{imp} - прогнозируемая стоимость импортируемой из других стран электроэнергии со стороны НЭСК, определенная по следующей формуле:

$$ERC_{imp} = \sum W_{imp} \times T_{imp} \times FX_{imp}$$

где:

W_{imp} - прогнозируемый объем импортируемой из других стран электроэнергии, в каждой из точек импорта;

T_{imp} - прогнозируемая договорная цена за единицу импортируемой из других стран электроэнергии в каждой из точек импорта;

FX_{imp} - прогнозируемый курс валюты к отношению KGS если договор на импорт заключен в иностранной валюте.

§ 7. Операционные затраты

17. Статья «Операционные затраты» (ОМС) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

$$ОМС = WGS + MRC + MTC + TFC + ADM + PRC + INC + MCC + NFT + KERT + OOC$$

где:

WGS – расходы по оплате труда, так же компенсаций, выплачиваемых в установленных законодательством, выплат стимулирующего характера (премии, поощрения и т.д.), предусмотренные коллективным договором в соответствии с требованиями Трудового кодекса Кыргызской Республики, в размерах, согласованных с регулирующим органом и любые другие связанные с оплатой труда расходы;

MRC - стоимость ремонтных работ и технического обслуживания, которая состоит из расходов на комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и восстановлению ресурса основных средств или его составных частей, также по поддержанию работоспособности или исправности оборудования при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. Стоимость ремонтных работ не должна включать расходы на капитальные вложения, понесенные в связи с вложением в строительство новых активов, реконструкцию, модернизацию и замену существующих активов;

MTC – расходы на приобретение материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов для текущего обслуживания основных средств или его составных частей, так же запасных частей для ремонта оборудования, инструментов, приспособлений, инвентаря, приборов, лабораторного оборудования, спецодежды и прочих материалов;

TFC – транспортные расходы, включая любые затраты на топливо, другие горюче-смазочные материалы и техническое обслуживание транспортных средств;

ADM – административные расходы, которые включают любые расходы, связанные с офисными принадлежностями, техническими средствами управления, узлов связи, средств сигнализации, вычислительных центров и других технических средств управления, командировки и обучение персонала, плата за регулирование субъектов в размере определяемом уполномоченным органом по выработке и реализации государственной политики в области топливно-энергетического комплекса и любые другие соответствующие расходы;

PRC – аренда имущества, включая любую арендную плату за производственные и офисные здания, сооружения, транспортные средства или любое другое оборудование;

INC – расходы на страхование, которые включают любые расходы на страхование, связанные со страхованием здоровья сотрудников, страхованием транспортных средств или активов;

MCC – расходы связанные со сбором денежных средств от потребителей, такие как комиссии за перевод и банковские расходы;

NFT – невозмещаемые налоги, пошлины и другие обязательные сборы, такие как земельный налог, налог на имущество, налог с продаж, налог на добавленную стоимость, которая не возмещается конечными потребителями, таможенные пошлины, не включая подоходный налог, налог на добавленную стоимость которая возмещается конечными потребителями, корпоративный налог и налог от продаж;

KERT – затраты для оплаты услуг КЭРЦ;

OOC – прочие операционные и производственные расходы, необходимые для безопасной и надежной работы энергосистемы или для регулируемых организаций для предоставления потребителям качественных услуг и другие обоснованные и непредвиденные расходы.

§ 8. Обслуживание кредитов

18. Статья «Обслуживание кредитов» (LRC) используется для определения требуемого дохода только ЭЭП и включает стоимость обслуживания долгосрочных кредитов, которые получают при гарантии Кабинета Министров Кыргызской Республики и направляются на реализацию проектов капитальных вложений. Затраты на обслуживание кредитов (LRC) включаются в состав требуемого дохода ЭЭП, если их величина больше восьми десяти пяти процентов от общей суммы амортизации (DEPR) и прибыли (PRF). В требуемый доход включается только превышающие восемьдесят пять процентов амортизации и прибыли затраты на обслуживание кредитов, если другое процентное соотношение текущего уровня долговых обязательств не было применено ДТЭК во время установления тарифов.

19. Затраты по основной сумме и процентам долгосрочных займов включаются в ежегодное заявление на формирование тарифа точно так, как они прописаны в условиях соглашения о кредитовании и определяются по следящей формуле:

$$LRC = LFC + \sum (LB + LI) \times FX_{LRC}$$

где:

LFC – другие финансовые расходы, которые включают любые расходы, связанные с утверждением и финансированием нового соглашения о кредитовании, которые будут гарантированы и предоставлены Кабинету Министров Кыргызской Республики;

LB – сумма погашения основного долга соответствующего кредита в течение тарифного периода по соглашению о кредитовании. Если в течение тарифного периода оплаты по основному долгу не предусмотрено, этот компонент считается равным нулю;

LI – сумма погашения процентов соответствующего кредита в течение тарифного периода по соглашению о кредитовании. Если в течение тарифного периода оплаты по процентам не предусмотрено, этот компонент считается равным нулю;

FX_{LRC} – прогнозируемый обменный курс сома по отношению к иностранной валюте, в котором было заключено соглашение о кредитовании с Кабинетом Министров Кыргызской Республики.

§ 9. Регулируемая база активов

20. Регулируемая база активов (РАБ или RAB) представляет собой стоимость активов, в отношении которых ЭЭП разрешено получить доход. Она определяется для всех ЭЭП и состоит из следующих трех основных элементов:

- 1) начальный РАБ (RAB_{rbv});
- 2) стоимость новых активов (FIA);
- 3) оборотный капитал (WC).

21. РАБ пересчитывается не реже одного раза в год для учета следующих факторов:

- 1) новые инвестиции в материальные и нематериальные активы;
- 2) накопленные амортизационные отчисления;
- 3) изменение величины оборотного капитала.

22. РАБ определяется по следующей формуле:

$$RAB = RAB_{rbv} + FIA + WC - DEPR$$

где:

RAB_{rbv} – регулируемая база активов определенная согласно главе 9.1 настоящей методики;

FIA – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов, которые были созданы после определения RAB_{rbv} определенная согласно главе 9.2 настоящей методики;

WC – оборотный капитал определенный согласно главе 9.3 настоящей методики;

DEPR – амортизационные затраты определенные согласно главе 10 настоящей методики.

§ 9.1 Начальная РАБ

23. Начальная РАБ (RAB_{rva}) во время первого тарифного периода для ЭЭП будет определена на основании первоначальной балансовой стоимости материальных и нематериальных активов.

24. При последующих тарифных периодах начальная РАБ (RAB_{rva}) принимается на уровне, который был использован во время расчета прошлого тарифного периода.

§ 9.2 Стоимость новых активов

25. Стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов (FIA), которые были созданы после определения RAB_{rba} , определяется по следующей формуле:

$$FIA = FIA_{ibv} - FIA_{gf} - FIA_{sld} - FIA_{mnt}$$

где:

FIA_{ibv} – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов согласно данным бухгалтерского учета, которые были созданы после определения RAB_{rbv} ;

FIA_{gf} – стоимость нововведённых материальных и нематериальных активов, которые были получены безвозмездно, включительно безвозмездно полученные любые средства которые были использованы для создания этих активов после определения RAB_{rbv} , если по договору о передаче данных активов другое не предусмотрено;

FIA_{sld} – стоимость любых материальных и нематериальных активов, которые были проданы или ликвидированы после определения RAB_{rbv} ;

PIA_{mnt} – стоимость нововведённых или материальных и нематериальных активов вошедших в состав RAB_{ibv} , которые по результатам мониторинга и проверок уполномоченными государственными органами полностью или частично признаны как не полезные или не используемые для предоставления услуг по выработке, передаче и распределению электроэнергии или стоимость которых признана частично завышенной.

§ 9.3 Оборотный капитал

26. Оборотный капитал (WC) включается в расчет регулируемой базы активов для финансирования текущей деятельности всех ЭЭП и определяются по следующей формуле:

$$WC = OMC \times D_{WC}/365$$

где:

D_{WC} – период (количество дней) в течении которого ЭЭП будут нуждаться в оборотном капитале. D_{WC} устанавливается ДТЭК для каждого ЭЭП на основании изучения фактических данных.

§ 10. Амортизационные затраты

27. Статья «Амортизационные затраты» ($DEPR$) используется для определения требуемого дохода всех ЭЭП и рассчитывается линейным методом по отношению к первоначальной балансовой стоимости тех материальных и нематериальных активов, которые вошли в состав RAB . Амортизационные затраты определяются по следующей формуле:

$$DEPR = RAB_{ibv} \times DR$$

где:

RAB_{ibv} – первоначальная балансовая стоимость тех материальных и нематериальных активов, которые вошли в состав RAB ;

DR – средневзвешенная норма амортизации, которую ЭЭП применило в своем последнем опубликованном финансовом отчете по отношению к материальным и нематериальным активам.

§ 11. Допускаемая прибыль

28. Статья «Допускаемая прибыль» (PRF) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и рассчитывается к отношению RAB по следующей формуле:

$$PRF = RAB \times RoR$$

где:

RoR – норма допускаемой прибыли, которая определяется согласно пункту 31 настоящей методики.

29. Норма допускаемой прибыли (RoR) устанавливается ДТЭК на основании средневзвешенной стоимости капитала ($WACC$), которая была использована для формирования материальных и нематериальных активов, включенных в состав RAB ЭЭП, учитывающий долю собственного капитала и долю заемного капитала RoR определяется по следующей формуле:

$$RoR = \frac{E}{E + D} \times Re + \frac{D}{E + D} \times Rd$$

где: E - стоимость материальных и нематериальных активов включенных в состав РАБ ЭЭП

которые были сформированы за счет собственного капитала,

D - стоимость материальных и нематериальных активов включенных в состав РАБ ЭЭП которые

были сформированы за счет заемного капитала,

Re – норма допустимой прибыли на собственный капитал ЭЭП, которая устанавливается на

уровне доходности государственных облигаций и представляется Министерством Финансов по запросу ДТЭК,

Rd - стоимость заемного капитала рассчитывается с учетом процентной ставки по займам,

которые были использованы для создания материальных и нематериальных активов, включенных в состав РАБ ЭЭП, а также с учетом налоговой экономии от процентных платежей. Rd рассчитывается по следующей формуле:

$$Rd = r \times (1 - T)$$

где:

r – средневзвешенная ставка по займам ЭЭП, которые были использованы для создания материальных и нематериальных активов, включенных в состав РАБ ЭЭП,

T - ставка налога на прибыль.

§ 12. Коррекция затрат прошлого тарифного периода

30. Статья «Коррекция затрат прошлого тарифного периода» (PR) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

- 1) корректировку стоимости топлива;
- 2) корректировку затрат на обслуживание кредитов;
- 3) прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии.

31. Коррекция затрат прошлого тарифного периода (PR) определяются по следующей формуле:

$$PR = FCR + EPCR_{imp} + LRCR - OFI$$

где:

FCR – корректировка стоимости топлива на технологические цели, для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов, которые возникли в следствии изменения стоимости топлива или обменного курса если топливо покупается в иностранной валюте;

EPCR_{imp} – корректировка прогнозируемой стоимости импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭЭП;

LRCR – корректировка затрат на обслуживание кредитов для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов, которые возникли в следствии изменения обменного курса сома к соответствующей иностранной валюте;

OFI – прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии или полученные в следствии несоблюдения настоящей методики.

32. Корректировка стоимости топлива на технологические цели прошлого тарифного периода (FCR) определяется по следующей формуле:

$$FCR = FC - FCA$$

где:

FCA – фактическая стоимость FC, которая определяется согласно пункту 14 настоящей методики используя фактические данные.

33. Корректировка прогнозируемой стоимости, импортируемой из других стран электроэнергии со стороны НЭСК ($EPCR_{imp}$) определяется по следующей формуле:

$$EPCR_{imp} = EPC_{imp} - EPCA_{imp}$$

где:

$EPCA_{imp}$ – фактическая стоимость EPC_{imp} , которая определяется согласно пункту 18 настоящей методики используя фактические данные.

34. Корректировка затрат на обслуживание кредитов прошлого тарифного периода (LRCR) определяется по следующей формуле:

$$LRCR = LRC - LRCA$$

где:

LRCA – фактические затраты по LRC, которая определяется согласно пункту 21 настоящей методики используя фактические данные.

Глава 3. Определение тарифов

§ 13. Общие подходы к распределению затрат

35. Распределение требуемого дохода - это процесс закрепления части требуемого дохода за каждой группой потребителей. Показатели требуемого дохода по группам определяются исходя из происхождения затрат. Требование к доходу по конкретной группе устанавливается с расчетом стоимости обслуживания данной группы. Распределенный по каждой группе потребителей требуемый доход отражает понесенные электроэнергетическим предприятием издержки в виде мощности, электроэнергии и административных расходов для обслуживания этих групп. Расчет объема дохода в пересчете на каждую группу потребителей является распределением затрат. Процесс распределения затрат состоит из следующих трех этапов:

- 1) функционализация затрат;
- 2) классификация затрат;
- 3) распределение затрат.

36. Функционализация - это распределение затрат в соответствии с основными функциями в электроэнергетическом секторе, как представлено ниже:

- 1) затраты на производство электроэнергии, а в случае совместного производства затраты на производство тепловой и электрической энергии;
- 2) затраты на технологическое управление и передачу электроэнергии;
- 3) затраты на коммерческое управление электроэнергетической системой;
- 4) на распределение электроэнергии;
- 5) затраты на поставку электроэнергии потребителям.

37. Классификация - это следующий шаг распределения затрат по группам, связанным с характеристикой данной услуги, как представлено ниже:

- 1) товарные или энергетические затраты, которые варьируют в зависимости от объема электроэнергии. К товарным затратам относятся расходы на топливо,

приобретенная электроэнергия и ряд расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание своих мощностей;

2) затраты на объявленный максимум нагрузки либо мощность, которые варьируют в зависимости от уровня спроса на электроэнергию со стороны потребителей. Затраты на объявленный максимум нагрузки включают в себя любое оборудование либо производственные объекты, требующиеся для удовлетворения уровней выше средне-системных нагрузок;

3) затраты на обслуживание потребителей. Затраты на обслуживание потребителей складываются из предоставления услуг потребителям и не зависят от объемов услуги либо норм использования электроэнергии. Затраты на обслуживание потребителей включают в себя затраты на обслуживание линии электропередачи и приборами учета данного потребителя, затраты, связанные со, съемом показаний и биллинговой системой, с выставлением счетов и обработку платежей, а также связанные с работой колл центров.

38. Процесс распределения заключается в точном и пропорциональном соотношении затрат по группам потребителей соответственно тому, каким образом эти затраты были понесены. Часть затрат складывается из обслуживания всех потребителей и не ассоциируются с той или иной группой потребителей. Данные характеристик услуг для каждой группы потребителей используются для разработки факторов распределения. Существует два основных метода распределения затрат, в которых в первой группе используются только с нагрузкой, а во втором - методы, связанные с нагрузкой и потреблением.

39. После распределения требуемого дохода всех ЭЭП по разным группам потребителей, разрабатывается структура тарифов, которая распределит требуемый доход между группами потребителей с использованием тарифов на электроэнергию, мощность или других тарифных ставок.

§ 14. Текущий подход распределения затрат

40. Функционализация затрат в соответствии с основными функциями в электроэнергетическом секторе проводится следующим образом:

1) затраты ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС, НПЭ и ВИЭ относятся к функции производства электроэнергии;

2) затраты КЭРЦ относятся к функции коммерческого управления электроэнергетической системой;

3) затраты НЭСК относятся к функциям технологического управления, передачи, распределения и поставки электроэнергии потребителям.

41. На данном этапе, до достижения доступности НЭСК достоверных данных для классификации затрат на мощность и обслуживание потребителей и возможности проведения соответствующего анализа этих затрат на предмет улучшения структуры тарифов, все затраты классифицируются как товарные или энергетические.

§ 15. Особенности определения требуемого дохода БТЭЦ

42. Для определения требуемого дохода БТЭЦ, так как данная станция вырабатывает тепловую и электрическую энергию, применяются следующие подходы распределения затрат:

1) требуемый доход БТЭЦ (RR_{GenCo}) определяется как сумма двух компонентов (RR_{GenCo1} , RR_{GenCo2}) определенных согласно подпунктам 2 и 3 данного пункта;

2) затраты на топливо на технологические цели (FC), затраты на покупку электроэнергии (EPC_{GenCo}), операционные затраты (ОМС) и корректировка стоимости

топлива на технологические цели (FCR) относятся на тепловую и электрическую энергию пропорционально, в соответствии с объемами полезного отпуска тепловой и электрической энергии по следующей формуле:

$$RR_{GenCo1} = \frac{(FC + EPC_{GenCo} + OMC + FCR) \times W_{GenCo}}{W_{GenCo} + Q_{GenCo}}$$

где:

Q_{GenCo} – выработка тепловой энергии в кВтч определенная по тепловому коэффициенту $1 \text{ ГКалл} = 1163 \text{ кВтч}$.

3) затраты на обслуживание кредитов (LRC), амортизационные затраты (DEPR), допустимая прибыль на (PRF), коррекция затрат на обслуживание кредитов для компенсации финансовых потерь или вычисления дополнительных доходов (LRCR) и прочие доходы от использования активов, вовлеченных для выработки, передачи и распределения электроэнергии (OFI) распределяются на основе установленной мощности по каждому виду энергии по следующей формуле:

$$RR_{GenCo2} = \frac{(LRC + DEPR + PRF + LRCR + OFI) \times PW_{GenCo}}{PW_{GenCo} + PQ_{GenCo}}$$

где:

PW_{GenCo} – установленная мощность выработки электричества;

PQ_{GenCo} – установленная мощность выработки тепловой энергии.

§ 16. Определение тарифов и плат на оптовом рынке электроэнергии

43. На оптовом рынке электроэнергии устанавливаются следующие тарифы и платы:

1) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС, ВИЭ и НПЭ;

2) тариф на технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электроэнергии со стороны НЭСК,

3) плата за услуги КЭРЦ.

44. Оптовый тариф на продажу электроэнергии определяется следующим образом:

1) оптовый расчетный тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС (T_{GenCo}) определяется по следующей формуле:

$$T_{GenCo} = \frac{RR_{GenCo}}{W_{GenCo}}$$

где:

RR_{GenCo} – требуемый доход ЭС, БТЭЦ или ЧГЭС определенный согласно разделу 4 данной методики;

2) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны ВИЭ (T_{RE}), который устанавливается в соответствии с требованиями Закона КР «О возобновляемых источниках энергии»;

3) оптовый тариф на продажу электроэнергии со стороны НПЭ (T_{IPP}), который устанавливается согласно договорам о государственно-частном партнерстве, либо межправительственным договорам, заключенным между данным НПЭ и Кабинетом Министров Кыргызской Республики.

45. Тариф на технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электроэнергии со стороны НЭСК (T_{NESK}) определяется по следующей формуле:

$$T_{NESK} = \frac{RR_{NESK}}{W_{GenCo} + W_{IPP} + W_{RE} + W_{imp}}$$

где:

RR_{NESK} – требуемый доход НЭСК для управления электроэнергетической системой и передачи электроэнергии определенный согласно разделу 4 настоящей методики;

W_{GenCo} – электроэнергия ЭС, БТЭЦ и ЧГЭС поступившая в сети НЭСК;

W_{IPP} – электроэнергия НПЭ поступившая в сети НЭСК;

W_{RE} – электроэнергия ВИЭ поступившая в сети НЭСК;

W_{imp} – импорт электроэнергии через сети НЭСК.

46. Плата за услуги КЭРЦ определяется по следующей формуле:

$$T_{KERT} = RR_{KERT} \times P_{RR}$$

где:

RR_{KERT} – требуемый доход КЭРЦ;

P_{RR} – доля требуемого дохода данного ЭЭП по отношению требуемого дохода всей системы.

§ 17. Определение тарифов на розничном рынке электроэнергии

47. На розничном рынке устанавливаются тарифы на поставку электроэнергии потребителям НЭСК, которые одинаково применяются в случаи остальных поставщиков, продающих электроэнергию потребителям. Розничные тарифы для потребителей НЭСК устанавливаются, учитывая следующее:

1) потребительские группы, для которых устанавливаются отдельные тарифы, определяются согласно действующей для данного периода тарифной политикой на электрическую энергию;

2) для всех потребителей электроэнергии, которые находятся в одной группе, тарифы на покупку электроэнергии устанавливаются на одинаковом уровне на всей территории Кыргызской Республики в независимости от того, какая организация данному потребителю поставляет электроэнергию.

48. Для определения тарифов на розничном рынке электроэнергии рассчитывается средневзвешенный тариф продажи электроэнергии (TRE_{NESK}) по следующей формуле:

$$TRE_{NESK} = \frac{RR_{NESK}}{W_{NESK} \times \left(1 - \frac{BD_{NESK}}{100}\right)}$$

где:

RR_{NESK} – требуемый доход НЭСК определенный согласно разделу 4 данной методики;

W_{NESK} – прогнозируемое потребление электроэнергии потребителей НЭСК;

BD_{NESK} – допускаемый уровень безнадежных долгов в тарифе НЭСК.

49. Если средневзвешенный тариф продажи электроэнергии ($TR_{E_{NESK}}$) не обеспечивает требуемый доход всех ЭЭП, в уполномоченный государственный орган по выработке политики в сфере энергетики и Кабинет Министров Кыргызской Республики вносятся следующие предложения:

1) повышение действующих розничных тарифов на электроэнергию для всех или отдельных групп потребителей основываясь на общих подходах определения тарифного плана для потребителей до уровня, когда будет обеспечен требуемый доход ЭЭП;

2) снижение нормы прибыли (RoR) ЭЭП, пока не будет обеспечен требуемый доход всех ЭЭП, или полное исключение прибыли из расчета требуемого дохода, если снижением нормы прибыли требуемый доход обеспечить невозможно.

Глава 4. Установление тарифов

§ 18. Процедура отчетности

50. ЭЭП в сроки, установленные настоящей Методикой, по итогам года в рамках процесса установления тарифов, представляют следующие виды отчетов:

1) Отчет о технико-экономических показателях согласно приложению №1;

2) Фактический баланс электроэнергии согласно приложению №2а для ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС и №2в для НЭСК;

3) Сведения о доходах и расходах от торговли электроэнергией согласно приложению №2б для ЭС, БТЭЦ, ЧГЭС и №2г для НЭСК;

4) Отчет по фонду оплаты труда согласно приложению №3;

5) Сведения о ремонтных работах и техническом обслуживании основных средств согласно приложению №4;

6) Сведения о материальных расходах согласно приложению №5;

7) Отчет о транспортных расходах согласно приложению №6;

8) Отчет об административных расходах согласно приложению №7;

9) Отчет о прочих операционных и производственных затратах согласно приложению №8;

10) Отчет о кредитах и займах согласно приложению №9;

11) Отчет о приобретении, строительстве, отчуждении и ликвидации основных средств согласно приложениям №10а, №10б, №10в и №10г;

12) Расчет амортизационных отчислений согласно приложению №11.

51. Отчеты, указанные в пункте 51 настоящей методики, представляются ЭЭП в ДТЭК в следующие сроки:

1) первый квартал до 30 апреля каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8), и 9);

2) первое полугодие до 31 июля каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8), и 9);

3) девять месяцев до 31 октября каждого года только отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 8) и 9);

4) годовой до 31 марта следующего года отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3), 4), 5), 6), 7), 8), 9), 10), 11), и 12).

52. Если последняя дата предоставления отчетов выпадает на нерабочий выходной или праздничный день, то она переносится на первый рабочий день.

53. Одна печатная копия отчетов представляется в ДТЭК с сопроводительным письмом, подписанным руководителем и главным бухгалтером предприятия, и заверенным печатью данного юридического лица. Предоставляемые данные должны

быть также подписаны курирующими руководителями и ответственными исполнителями. Все документы также представляются в электронном формате.

54. Отчеты, указанные в подпунктах 1), 2), 3) и 6) пункта 51 представляются с отражением прогнозов на тарифный период. В процессе установления тарифов ДТЭК может потребовать от ЭЭП представить дополнительную информацию и обоснования.

55. Отчеты, указанные в пункте 51 настоящей Методики, публикуются в электронном виде на интернет-сайте ДТЭК в течении трех месяцев после их получения от ЭЭП.

§ 19. Рассмотрение и установление тарифов

56. ЭЭП обязаны подать тарифную заявку в ДТЭК до 1-ого октября каждого года для установления тарифов на следующий тарифный период.

57. ДТЭК проверяет комплектность тарифной заявки, письменно информирует ЭЭП о результатах процесса проверки в течении 10-и рабочих дней со дня получения тарифной заявки.

58. В случае отсутствия необходимых документов тарифная заявка ЭЭП не рассматривается. Отказ в рассмотрении документов направляется ЭЭП не позднее 10 рабочих дней с момента их поступления в уполномоченный орган и должен содержать перечень недостающей информации согласно пункту 7 настоящей Методики. При этом документы (расчетные материалы) субъекту не возвращаются. В таких случаях ЭЭП устраняет недостатки и подает обновленную тарифную заявку в ДТЭК. ЭЭП ссылаются на документы, приложенные к предыдущей тарифной заявке, если представленные в них данные не изменились на момент подачи обновленной тарифной заявки. ЭЭП должны представить обновленные тарифные заявки в ДТЭК не позднее до 1-ого ноября.

59. Принятая тарифная заявка рассматривается в течение одного месяца.

60. При рассмотрении тарифной заявки учитывается целесообразность включения затрат ЭЭП в расчет тарифов и их возмещение со стороны потребителей. Целесообразными считаются затраты, которые имеют обоснования, являются рациональными и необходимыми для предоставления услуг и обслуживания потребителей.

61. В случае принятия, в соответствии с пунктом 64 настоящей методики, решения о пересмотре тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей выполняются следующие мероприятия:

1) в целях ознакомления заинтересованных сторон, в том числе организаций по защите прав потребителей и представления предложений, тарифная заявка публикуется на официальном интернет сайте ДТЭК;

2) для представления заинтересованным сторонам обоснований и разъяснений, приведенных в тарифной заявке, НЭСК организуют открытое общественное слушание. Время и место проведения общественных слушаний объявляются как минимум за 3 рабочих дня до даты проведения;

3) за 15 рабочих дней до дня представления проекта решения о новых тарифах на утверждение, расчеты предложенных тарифов, подготовленные ДТЭК, размещаются на его интернет-сайте;

4) после публикации на интернет-сайте расчетов, предложенных тарифов, ДТЭК организует открытое общественное слушание проекта решения для представления заинтересованным сторонам, в том числе организациям по защите прав потребителей возможности внести свои предложения и получить разъяснения.

62. ДТЭК пересматривает тарифы на электрическую энергию для ЭЭП на основе результатов экономической деятельности ЭЭП, инвестиционных программ (капитальных вложений) и требований к качеству обслуживания потребителей.

63. В случае возникновения обстоятельств, которые влияют на предоставление потребителям качественных услуг по экономически обоснованным ценам, ЭЭП подают тарифную заявку на пересмотр ранее установленных тарифов на электрическую энергию не ранее шести месяцев

64. Затраты экономленные в ходе деятельности предприятия за счет снижения расходов по одной статье могут быть использованы для покрытия затрат других статей расходов по согласованию с ДТЭК (за исключением расходов по статье «Фонд оплаты труда»). При этом суммарные затраты не должны превышать сумму утвержденной в плановых технико-экономических показателях предприятий.

Глава 5. Ответственность

§ 20. Ответственность за нарушение настоящей Методики

65. ЭЭП несут ответственность за несоблюдение требований, установленных настоящей Методикой, предусмотренную Кодексом Кыргызской Республики о правонарушениях и Законом Кыргызской Республики «О естественных монополиях в Кыргызской Республике».

К нарушениям Методики относятся:

1) завышение (занижение) регулируемых тарифов (цен) на продукцию (работы, услуги), установленные в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

2) применение непредусмотренных надбавок, наценок к тарифам (ценам) при наличии установленных;

3) включение в стоимость продукции (работ, услуг) фактически невыполненных работ или выполненных не в полном объеме;

4) использование не по назначению средств, начисленных за счет себестоимости продукции (работ, услуг);

5) включение в стоимость продукции (работ, услуг) затрат выше утвержденных норм (расход топлива, ГСМ, потери) и/или фактически сложившихся за ряд лет;

6) завышение статей затрат при формировании стоимости продукции (работ, услуг) установленное в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

7) занижение (завышение) удельного веса фактической заработной платы на единицу продукции (работ, услуг) по сравнению с закладываемыми объемами при согласовании, установленное в ходе мониторинга (проверки) затрат, проводимых ДТЭК;

8) непредставление ДТЭК материалов на установление тарифов (цен) или представление с нарушением требований, установленных настоящей Методикой;

9) реализация продукции (работ, услуг) по тарифам (ценам), не установленным ДТЭК;

10) отсутствие отдельного учета затрат, доходов и активов, задействованных по каждому виду регулируемой продукции (работ, услуг), а также установленных настоящей Методикой новых статей учета.

66. В случае нарушения настоящей Методики сумма незаконно полученного дохода, подлежит перечислению в республиканский бюджет в 30-дневный срок со дня вручения решения, или срок, установленный решением уполномоченного органа по регулированию ТЭК.

67. Решение о перечислении незаконно полученного дохода принимается руководителем государственного органа. В случае несвоевременного перечисления

указанных сумм начисляется пеня в размере, равном 0,09 процента размера недоимки за каждый день просрочки. Общая сумма начисленной пени не может превышать 100 процентов размера суммы начисленного взыскания. Пени могут не начисляться в случаях, предусмотренных статьей 37 Кодекса Кыргызской Республики о неналоговых доходах.». Факты нарушений настоящей Методики, выявленные другими контролирующими органами, и материалы по ним направляются в ДТЭК для принятия решения.

68. Факты нарушений настоящей Методики, выявленные другими контролирующими органами, и материалы по ним направляются в ДТЭК для принятия решения.

69. В случае невозможности определения суммы незаконно полученного дохода в результате нарушения настоящей Методики, по решению ДТЭК подлежат взысканию 25 процентов от суммы среднемесячного дохода.

70. За не предоставление материалов для установления тарифов (цен) ДТЭК выдает соответствующее предписание. В случае невыполнения требований предписания применяются меры в соответствии с Кодексом Кыргызской Республики о правонарушениях.

71. Решение ДТЭК о перечислении полученного дополнительного дохода может быть обжаловано в соответствии с Законом Кыргызской Республике «Об основах административной деятельности и административных процедурах».

ОТЧЕТ О ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЯХ

_____ 20__ г.
квартал

(форма заполняется в млн.сом)

№ п/п	Наименование показателей	(год)			(квартал)
		(месяц 1)	(месяц 2)	(месяц 3)	
1	2	3	4	5	6
I	ЗАТРАТЫ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА*				
1	Топливные затраты на производство электрической и тепловой энергии (FC)				
1.1	Затраты на дополнение резервов (FRC) использованная для производства электрической и тепловой энергии				
<i>1.1.1</i>	<i>природный газ</i>				
<i>1.1.2</i>	<i>уголь</i>				
<i>1.1.3</i>	<i>мазут</i>				
<i>1.1.4</i>	<i>другие виды топлива</i>				
1.2	Затраты на природный газ для производства электрической и тепловой энергии				

1.3	Затраты на уголь для производства электрической и тепловой энергии				
1.4	Затраты на мазут для производства электрической и тепловой энергии				
1.5	Затраты на другие топлива для производства электрической и тепловой энергии				
2	Затраты на покупку электроэнергии (EPC)				
2.1	...				
2.2	...				
2.n	...				
3	Операционные расходы (OMC)				
3.1	Расходы по оплате труда (WGS)				
3.2	Стоимость ремонтных работ и технического обслуживания (MRC)				
3.3	Стоимость материальных расходов (MTC)				
3.4	Транспортные расходы (TFC)				
3.5	Административные расходы (APC)				
3.6	Аренда имущества (ADM)				
3.6.1	<i>Аренда недвижимости</i>				
3.6.2	<i>Аренда транспортных средств</i>				
3.7	Расходы на страхование (INC)				

3.7.1	<i>Страхование персонала</i>				
3.7.2	<i>Страхование недвижимости</i>				
3.7.3	<i>Страхование транспортных средств</i>				
3.7.4	<i>Страхование других видов имущества</i>				
3.8	Расходы для сбора денежных средств от потребителей (MCC)				
3.9	Невозмещаемые налоги, пошлины и сборы (NFT)				
3.9.1	<i>Налоги и специальные платежи для недропользователей</i>				
3.9.2	<i>Налог за пользование водными ресурсами</i>				
3.9.3	<i>Налог на имущество</i>				
3.9.4	<i>Земельный налог</i>				
3.9.5	<i>Прочие невозмещаемые налоги, пошлины и сборы</i>				
3.10	Прочие операционные и производственные расходы (ООС)				
4	Амортизационные отчисления по части регулируемой деятельности (DEPR)				
4.1	Амортизационные отчисления				
4.2	Остаточная стоимость активов ликвидированных в следствии чрезвычайных ситуаций				
5	Прибыль на инвестиционный капитал (PRF)				

5.1	Средневзвешенная стоимость капитала (WACC)				
5.2	Ставка налога на прибыль				
5.3	Регулятивная база активов (RAB)				
5.4	Оборотный капитал (WC)				
6	Расходы по кредитам (LRC)				
6.1	Расходы по кредитам (LRC)				
6.2	DEPR и PRF				
6.3	Коэффициент LRC/(DEPR + PRF)				
7	Коррекция затрат прошлого тарифного периода (PR)				
7.1	Коррекция стоимости топлива на технологические цели (FCR)				
7.2	Коррекция прогнозируемой стоимости покупной, в том числе импортируемой из других стран электроэнергии (EPCRimp)				
7.3	Коррекция расходов на обслуживание кредитов (LRCR)				
7.4	Прочие доходы (OFI)				
II	Объем производства/покупки электроэнергии				
8	Электроэнергия на технологические потери				
8.1	в том числе в процентом соотношении (%)				

9	Электроэнергия на другие технологические цели и хозяйственные нужды				
9.1	в том числе в процентом соотношении (%)				
Ш	Объем реализации электроэнергии				

БТЭЦ представляет общие затраты на производство электрической и тепловой энергии,
 * - которые для расчета тарифа делятся согласно главе 15 методики

Приложение №2а
к Методике определения
тарифов на электрическую энергию

БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭС, БТЭЦ И ЧГЭС

_____ 20 ____ г.
квартал

(форма заполняется в млн.кВт.ч)

№ п/п	Наименование показателей	(год)			(квартал)
		(месяц 1)	(месяц 2)	(месяц 3)	
1	2	3	4	5	6
1	Выработка электроэнергии				
1.1	<i>(ГЭС 1)*</i>				
1.2	<i>(ГЭС 2)</i>				
1.n	<i>(ГЭС n)</i>				
2	Расход электроэнергии на собственные нужды				

2.1	(ГЭС 1)*				
2.2	(ГЭС 2)				
2.n	(ГЭС n)				
3	Расход электроэнергии на хозяйственные нужды				
3.1	(ГЭС 1)*				
3.2	(ГЭС 2)				
3.n	(ГЭС n)				
4	Расход электроэнергии на производственные нужды				

4.1	(ГЭС 1)*				
4.2	(ГЭС 2)				
4.n	(ГЭС n)				
5	Потери электроэнергии в трансформаторах				
5.1	(ГЭС 1)*				
5.2	(ГЭС 2)				
5.n	(ГЭС n)				
8	Продажа электроэнергии с шин Электрических станций 0 НЭСК				

--	--	--	--	--	--

*- заполняется только ЭС и ЧГЭС

Приложение №2в
к Методике определения
тарифов на электрическую энергию

БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НЭСК

_____ 20__ г.
квартал

(форма заполняется в млн.кВт.ч)

№ п/п	Наименование показателей	(год)			(квартал)
		(месяц 1)	(месяц 2)	(месяц 3)	
1	2	3	4	5	6
1	Покупка электроэнергии от государственных станций				
1.1	Электрические станции				
1.2	Бишкек ТЭЦ				
1.3	Чакан ГЭС				
2	Покупка электроэнергии от станций НПЭ				
2,1	(станция 1)				
2,2	(станция 2)				
2.n	(станция n)				
3	Покупка электроэнергии от станций ВИЭ				
3.1	(станция 1)				
3.2	(станция 2)				

3.n	(станция n)				
4	Импорт электроэнергии со стороны НЭСК				
4.1	(страна 1)				
4.2	(страна 2)				
4.n	(страна n)				
5	Технологические потери электроэнергии в передающей сети НЭСК				
6	Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды в передающей сети НЭСК				
7	Экспорт электроэнергии со стороны НЭСК				
7,1	(страна 1)				
7,2	(страна 2)				
7.n	(страна n)				
8	Отпуск электроэнергии на внутренний рынок				
8,1	(распредсеть 1)				
8,2	(распредсеть 2)				
8.n	(распредсеть n)				
9	Технологические потери электроэнергии в распределительной сети НЭСК				

9.1	(распредсеть 1)				
9.2	(распредсеть 2)				
9.n	(распредсеть n)				
10	Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды в распределительной сети НЭСК				
10,1	(распредсеть 1)				
10,2	(распредсеть 2)				
10.n	(распредсеть n)				
11	Продажа/передача электроэнергии оптовым покупателям НЭСК				
11.1	(оптовый покупатель 1)				
11.2	(оптовый покупатель 2)				
11.n	(оптовый покупатель n)				
12	Продажа электроэнергии конечным потребителям НЭСК				
12.1	(распредсеть 1)				
12.1.1	(потребительская группа 1)				

-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
12.1.2	<i>(потребительская группа 2)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
12.1.n	<i>(потребительская группа n)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
1.2	<i>(распределитель 2)</i>				
12.2.1	<i>(потребительская группа 1)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
12.2.2	<i>(потребительская группа 2)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				

-	<i>количество потребителей</i>				
12.2.n	<i>(потребительская группа n)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
12.n	<i>(распределитель n)</i>				
12.n.1	<i>(потребительская группа 1)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
12.n.2	<i>(потребительская группа 2)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				
12.n.n	<i>(потребительская группа n)</i>				
-	<i>потребление электроэнергии</i>				
-	<i>количество потребителей</i>				

Приложение №3
к Методике определения
тарифов на электрическую энергию

ОТЧЕТ ПО ФОНДУ ОПЛАТЫ ТРУДА *

_____ 20__ г.
квартал

(форма заполняется в млн.сом)

№ п/п	Наименование показателей	(год)			(квартал)
		(месяц 1)	(месяц 2)	(месяц 3)	
1	2	3	4	5	6
1	Среднесписочная численность, в т.ч.				
1,1	административный персонал				
1,2	производственный персонал				
1,3	персонал сбыта				
2	Средний оклад по штатному расписанию, в т.ч.				
2,1	административный персонал				
2,2	производственный персонал				

2,3	персонал сбыта				
3	Фонд оплаты труда (ФОТ)				
4	Доплаты и надбавки				
4,1	...				
4,2	...				
4.n	...				
5	Премии				
5,1	то же в % от ФОТ				
6	Прочие				
6,1	...				
6,2	...				
6.n	...				
7	ФОТ с учетом премии и прочих выплат, в т.ч.				
7,1	административный персонал				

7,2	производственный персонал				
7,3	персонал сбыта				
8	ФОТ не списочного состава				
9	Итого ФОТ				
9,1	в т. ч. месячный				
10	Страховые взносы				
10,1	Пенсионный фонд				
10,2	Фонд обязательного медицинского страхования				
10,3	Фонд оздоровления трудящихся				
11	Итого ФОТ и страховые взносы				

* - НЭСК данный отчет представляет отдельно для (1) технологического управления и передачи и (2) распределения и поставки электроэнергии потребителям.

СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ И ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ
(по основной деятельности)

_____ 20 __ г.

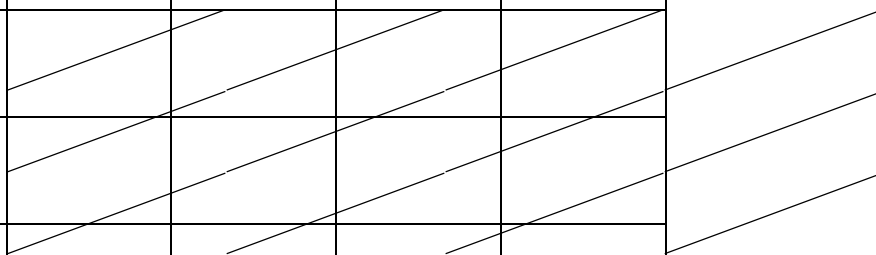
квартал

(форма заполняется в млн.сом)

№ п/ п	Наименование ремонтных работ	Расшифровка затрат				
		Материаль ные затраты	Трудов ые затраты	Машины и механизмы	Прочие	Сумма
1	2	3	4	5	6	7
1	Капитальные ремонты					
1,1	Капитальные ремонты силами подрядных организаций*					
1.1. ... 1						
1.1. ... 2						

1.1. ... п						
1,2 Капитальные ремонты хозяйственным способом*						
1.2. ... 1						

1.2.2...					
1.2.n...					
2 Текущие ремонты					
2,1 Текущие ремонты силами подрядных организаций*					
2.1.1...					
2.1.2...					
2.1.n...					
2,2 Текущие ремонты хозяйственным способом*					
2.2.1...					
2.2.2...					



2.2.n...						
ИТОГО						

* представляются по группам основных средств согласно данным бухгалтерского учета

СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛЬНЫХ РАСХОДАХ
(по основной деятельности)

_____ 20 __ г. квартал

(форма заполняется в млн. сом)

№ п/п	Наименование материалов, сырья, инструментов для текущего обслуживания	Сумма
1	2	3
1	Материалы *	
1,1	...	
1,2	...	
1.n	...	
2	Сырье*	
2,1	...	
2,2	...	

2.n	...	
3	Другие материально-производственные запасы*	
3,1	...	
3,2	...	
3.n	...	
ИТОГО		

представляется по основным группам материальных
* расходов

ОТЧЕТ О ТРАНСПОРТНЫХ РАСХОДАХ
(по основной деятельности)

_____ 20 __ г.

квартал

(форма заполняется в млн. сом)

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Легковые транспортные средства	Грузовые транспортные средства	Грузо-пассажирские транспортные средства	Автобусы	Спецтранспорт	Механизмы	Другие виды транспорта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ТОПЛИВНЫЕ РАСХОДЫ	млн.сом							
1	Автотранспортные средства на бензине								
1,1	Количество	шт.							
1,2	Коэффициент использования парка	коэф.							
1,3	Суточная норма расхода на единицу транспорта	литр							
1,4	Суточный расход парка	литр							
1,5	Количество рабочих дней в т.ч года	день							

1,6	Фактическая стоимость бензина	литр/сом							
1,7	Суммарные топливные затраты на бензин	млн.сом							
2	Автотранспортные средства на сжиженном природном газу								
2,1	Количество	шт.							
2,2	Коэффициент использования парка	коэф.							
2,3	Суточная норма расхода	литр							
2,4	Суточный расход парка	литр							
2,5	Количество рабочих дней в т.ч года	день							
2,6	Фактическая стоимость сжиженного природного газа	литр/сом							
2,7	Суммарные топливные затраты на бензин	млн.сом							
3	Автотранспортные средства на дизельном топливе								
3,1	Количество	шт.							

3,2	Коэффициент использования парка	коэф.							
3,3	Суточная норма расхода	литр							
3,4	Суточный расход парка	литр							

3,5	Количество рабочих дней в т.ч года	день							
3,6	Фактическая стоимость дизельного топлива	литр/сом							
3,7	Суммарные топливные затраты на бензин	млн.сом							
II	РАСХОДЫ НА ОБСЛУЖИВАНИЕ	млн.сом							
4	Расходы на приобретение шин	млн.сом							
5	Расходы на приобретение аккумуляторных батарей	млн.сом							
6	Расходы на приобретение машинного масла и других горюче смазочных материалов	млн.сом							
III	ПРОЧИЕ РАСХОДЫ	млн.сом							
7	Технический осмотр транспортных средств	млн.сом							

8	Другие государственные платы и пошлины	млн.сом							
9	Прочие услуги и расходы	млн.сом							
IV	ИТОГО	млн.сом							
V	ВСЕГО	млн.сом							

ОТЧЕТ ОБ АДМИНИСТРАТИВНЫХ РАСХОДАХ
(по основной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн. сом)

№ п/п	Наименование	Сумма
1	2	3
1	Расходы на приобретение канцтоваров, расходных материалов для оргтехники, бумаги для факсов, принтеров и копировальной техники и другое	
1,1	Канцтовары	
1,2	Расходные материалы для оргтехники	
1,3	Бумага для факсов, принтеров и копировальной техники	
1,4	Прочие	
2	Почтовые и телекоммуникационные расходы	
2,1	Почтовые расходы	

2,2	Телекоммуникационные расходы	
2,3	Прочие	
3	Расходы на обслуживание программных обеспечений	
3,1	Обслуживание программных обеспечений	
3,2	Обеспечение кибербезопасности	
3,3	Прочие	
4	Консалтинговые и аудиторские услуги	
4,1	Финансовый аудит	

4,2	Технический аудит	
4,3	Консалтинговые услуги	
4,4	Расходы на разработку методологических, нормативно-правовых и других документов	
5	Банковские расходы	
6	Расходы для охраны зданий, сооружений и другого имущества	
7	Расходы на переподготовку кадров	
8	Юридические и нотариальные расходы	
9	Экологические расходы	
10	Расходы на маркетинг и рекламу	
11	Представительские расходы	
12	Командировочные расходы	
13	Оплата услуг банка Центрального депозитария ценных бумаг и профессиональных участников рынка ценных бумаг	
14	Прочие непредвиденные административные расходы	
ИТОГО		

Приложение №8 к Методике определения
тарифов на электрическую энергию

ОТЧЕТ О ПРОЧИХ ОПЕРАЦИОННЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТАХ
(по основной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн. сом)

№ п/п	Наименование	Стоимость
1	2	3
1	Прочие операционные расходы*	
1,1	...	
1,2	...	
1.n	...	
2	Прочие производственные расходы*	
2,1	...	
2,2	...	
2.n	...	

3	Другие обоснованные расходы*	
3,1	...	
3,2	...	
3.n	...	
4	Непредвиденные расходы	
ИТОГО		

* представляется по основным группам

ОТЧЕТ О ПРЕОБРЕТЕНИИ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ
(по лицензированной деятельности) по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн. сом)

№ п/п	Инвентарный номер основного средства	Наименования основного средства	Дата приобретения основного средства	Срок полезного использования (лет)	Стоимость основного средства (без НДС)
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
n					
Итого					

ОТЧЕТ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ
(по лицензированной деятельности)

по 1 _____ 20 __ г.

(форма заполняется в млн. сом)

№ п/п	Инвентарный номер основного средства	Наименования основного средства	Дата ввода в эксплуатацию основного средства	Срок полезного использования (лет)	Стоимость основного средства (без НДС)
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
n					
Итого					

n										
Итого										

РАСЧЕТ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн. сом)

№ П/П	Группы основных средств и нематериальных активов	Первоначальная стоимость	Остаточная стоимость на « » 20__ г	Норма амортизации (%)	Метод начисления амортизации	Сумма амортизации	Остаточная стоимость
1	2	4	5	6	7	8	9
1	Основные средства						
1,1	... (группа 1)						
1,2	... (группа 2)						
1.n	... (группа n)						
2	Нематериальные активы						
2,1	... (группа 1)						

2,2	... (группа 2)						
2,3	... (группа n)						
3	ИТОГО						