

Приложение
(к приказу Министерства
энергетики Кыргызской
Республики
от 6 октября 2023 года № 01-
13/199)

МЕТОДИКА определения тарифов на электрическую энергию

Глава 1. Общие положения

§ 1. Предмет регулирования

1. 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).

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

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

4. 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

5. В Методике использованы следующие определения и сокращения:

1) **производитель ВИЭ** - производитель электрической энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ) определенный 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

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

7. 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

8. 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.

9. 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.

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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

14. Статья "Топливо на технологические цели" (FC) используется для определения требуемого дохода ЭС 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.

15. 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 течение 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

16. 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 всех ЭЭП;

2) стоимость импортируемой электроэнергии для ЭС;

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

17. 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. непроизводственных 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. непроизводственных зданий);

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

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

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.

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

$$EPC_{DisCo} = W_{GenCo} \times T_{GenCo} + \sum (W_{IPP\&RE} \times TE_{IPP\&RE} + P_{IPP\&RE} \times TC_{IPP\&RE}) \times ExR_{IPP\&RE}$$

где:

W_{GenCo} - количество покупной электроэнергии от ЭС;

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

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

$TE_{IPP\&RE}$ - 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;

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

ExR_{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.

§ 7. Операционные затраты

19. Статья "Операционные затраты" (OMC) используется для определения требуемого дохода всех энергетических предприятий и включает:

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

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 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 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, 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

20. 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 восьмидесяти 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.

21. 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 следующей формуле:

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

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;

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

22. 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).

23. 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.

24. 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 нововведенных 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

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

26. 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

27. Стоимость нововведенных 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 нововведенных материальных и нематериальных активов согласно данным бухгалтерского учета, которые были созданы после определения RAB_{rbv} ;

FIA_{gf} - стоимость нововведенных 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 нововведенных или материальных и нематериальных активов вошедших в состав RAB_{rbv} , 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

28. 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 течение которого ЭЭП будут нуждаться в оборотном капитале. D_{wc} устанавливается ДТЭК для каждого ЭЭП на основании изучения фактических данных.

§ 10. Амортизационные затраты

29. 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

30. 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.

31. 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.

§ 12. Коррекция затрат прошлого тарифного периода

32. 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.

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

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

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;

LRCCR - 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.

34. 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.

35. Корректировка прогнозируемой стоимости, импортируемой из других стран электроэнергии со стороны ЭС ($EPC_{R_{imp}}$) определяется по следующей формуле:

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

где:

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

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

$$LRCR = LRC - LRCA$$

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

37. 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.

38. 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.

39. 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 среднесистемных 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.

40. 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.

41. 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

42. 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;

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

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

43. 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

44. 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 (EP_{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:

Q_{GenCo} - выработка тепловой энергии в кВтч определенная по тепловому коэффициенту 1 Гкалл = 1163 кВтч;

3) затраты на обслуживание кредитов (LRC), амортизационные затраты (DEPR), допускаемая 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

45. 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.

46. Оптовый тариф на продажу электроэнергии определяется следующим образом:

- 1) оптовый расчетный тариф на продажу электроэнергии со стороны ЭС и ЧГЭС (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 (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.

47. 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_{NESC} - 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.

§ 17. Определение тарифов на розничном рынке электроэнергии

48. 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.

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

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

где:

RR_{NESC} - требуемый доход НЭСК определенный согласно разделу 4 данной методики;

W_{NESC} - прогнозируемое потребление электроэнергии потребителей НЭСК;

BD_{NESC} - допускаемый уровень безнадежных долгов в тарифе НЭСК.

50. Если средневзвешенный тариф продажи электроэнергии (TRE_{NESC}) 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, определенной согласно пункту 44 данной методики пока не будет обеспечен требуемый доход всех ЭЭП.

Глава 4. Установление тарифов

§ 18. Процедура отчетности

51. 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 и № 2в для НЭСК;

- 3) Сведения о доходах и расходах от торговли электроэнергией согласно приложению № 26 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.

52. 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).

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

54. 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.

55. 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.

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

§ 19. Рассмотрение и установление тарифов

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

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

59. 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.

60. Принятая тарифная заявка рассматривается в течение одного месяца.

61. 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.

62. 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.

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

64. 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

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 зарплаты 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.

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 Республики "Об основах административной деятельности и административных процедурах".

Приложение № 1
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

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				
1.1.1	природный газ				
1.1.2	уголь				
1.1.3	мазут				
1.1.4	другие виды топлива				
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	Аренда недвижимости				
3.6.2	Аренда транспортных средств				
3.7	Расходы на страхование (INC)				
3.7.1	Страхование персонала				
3.7.2	Страхование недвижимости				
3.7.3	Страхование транспортных средств				
3.7.4	Страхование других видов имущества				
3.8	Расходы для сбора денежных средств от потребителей (MCC)				
3.9	Невозмещаемые налоги, пошлины и сборы (NFT)				
3.9.1	Налоги и специальные платежи для недропользователей				
3.9.2	Налог за пользование водными ресурсами				
3.9.3	Налог на имущество				

3.9.4	Земельный налог				
3.9.5	Прочие невозмещаемые налоги, пошлины и сборы				
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 (%)				
III	Объем реализации электроэнергии				

(*) - ЭС представляет общие затраты на производство электрической и тепловой энергии, которые для расчета тарифа делятся согласно пункту 44 методики.

Приложение № 2а
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

БАЛАНС электроэнергии ЭС

_____ 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	ГЭС				
1.1.1	(ГЭС 1)				
1.1.2	(ГЭС 2)				
1.2.n	(ГЭС n)				
1.2	ТЭЦ				
1.2.1	(ТЭЦ 1)				
1.2.2	(ТЭЦ 2)				
1.2.n	(ТЭЦ 3)				
2	Расход электроэнергии на собственные нужды				
2.1	ГЭС				
2.1.1	(ГЭС 1)				
2.1.2	(ГЭС 2)				
2.1.n	(ГЭС n)				
2.2	ТЭЦ				
2.2.1	(ТЭЦ 1)				
2.2.2	(ТЭЦ 2)				
2.2.n	(ТЭЦ 3)				
3	Расход электроэнергии на хозяйственные нужды				
3.1	ГЭС				
3.1.1	(ГЭС 1)				
3.1.2	(ГЭС 2)				
3.1.n	(ГЭС n)				
3.2	ТЭЦ				
3.2.1	(ТЭЦ 1)				
3.2.2	(ТЭЦ 2)				
3.2.n	(ТЭЦ 3)				
4	Расход электроэнергии на производственные нужды				
4.1	ГЭС				
4.1.1	(ГЭС 1)				
4.1.2	(ГЭС 2)				

4.1.n	(ГЭС n)				
4.2	ТЭЦ				
4.2.1	(ТЭЦ 1)				
4.2.2	(ТЭЦ 2)				
4.2.n	(ТЭЦ 3)				
5	Потери электроэнергии в трансформаторах				
5.1	ГЭС				
5.1.1	(ГЭС 1)				
5.1.2	(ГЭС 2)				
5.1.n	(ГЭС n)				
5.2	ТЭЦ				
5.2.1	(ТЭЦ 1)				
5.2.2	(ТЭЦ 2)				
5.2.n	(ТЭЦ 3)				
6	Импорт электроэнергии со стороны Электрических станций				
6.1	(страна 1)				
6.2	(страна 2)				
6.n	(страна n)				
7	Экспорт электроэнергии со стороны Электрических станций				
7.1	(страна 1)				
7.2	(страна 2)				
7.n	(страна n)				
8	Продажа электроэнергии с шин Электрических станций и с шин НЭС				
8.1	(покупатель 1)				
8.2	(покупатель 2)				
8.n	(покупатель 3)				
9	Внеплановый переток через сети Центральной Азии				
10	Небаланс Электрических станций				

Приложение № 26
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

СВЕДЕНИЯ
о доходах и расходах ЭС от торговли электроэнергией

_____ 20__ г.
квартал

№ п / п	Наимено вание показате лей	(год)								
		(месяц 1)			(месяц 2)			(месяц 3)		
		тари ф (сом/ квтч)	начисл енный доход/ расход (млн.со м)	факти ческая оплата (млн.с ом)	тари ф (сом/ квтч)	начисл енный доход/ расход (млн.со м)	факти ческая оплата (млн.с ом)	тари ф (сом/ квтч)	начисл енный доход/ расход (млн.со м)	факти ческая оплата (млн.с ом)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Доходы от продажи электро энергии со стороны Электри ческих станций									
1 . 1	(покупат ель 1)									
1 . 2	(покупат ель 2)									
1 . п	(покупат ель 3)									
2	Доходы от экспорт а электро энергии со стороны Электри ческих станций									
2 . 1	(страна 1)									
2 . 2	(страна 2)									
2 . п	(страна п)									
3	Расходы на									

	импорт электро энергии со стороны Электри ческих станций									
3 . 1	(страна 1)									
3 . 2	(страна 2)									
3 . n	(страна n)									

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)	
	Покупка электроэнергии от Электрических станций				
	Покупка электроэнергии от станций НПЭ				
	(станция 1)				
	(станция 2)				
	(станция n)				
	Покупка электроэнергии от станций ВИЭ				
	(станция 1)				
	(станция 2)				
	(станция n)				
	Импорт электроэнергии со стороны НЭСК				
	(страна 1)				
	(страна 2)				
	(страна n)				
	Технологические потери электроэнергии в				

	передающей сети НЭСК				
	Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды в передающей сети НЭСК				
	Экспорт электроэнергии со стороны НЭСК				
	(страна 1)				
	(страна 2)				
	(страна n)				
	Отпуск электроэнергии на внутренний рынок				
	(распредсеть 1)				
	(распредсеть 2)				
	(распредсеть n)				
	Технологические потери электроэнергии в распределительной сети НЭСК				
	(распредсеть 1)				
	(распредсеть 2)				
	(распредсеть n)				
	Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды в распределительной сети НЭСК				
	(распредсеть 1)				
	(распредсеть 2)				
	(распредсеть n)				
	Продажа/передача электроэнергии оптовым покупателям НЭСК				
	(оптовый покупатель 1)				
	(оптовый покупатель 2)				
	(оптовый покупатель n)				
	Продажа электроэнергии конечным потребителям НЭСК				
	(распредсеть 1)				
	(потребительская группа 1)				
	(потребительская группа 2)				
	(потребительская группа n)				
	(распредсеть 2)				
	(потребительская группа 1)				
	(потребительская группа 2)				
	(потребительская группа n)				
	(распредсеть n)				
	(потребительская группа 1)				
	(потребительская группа 2)				
	(потребительская группа n)				

СВЕДЕНИЯ о доходах и расходах НЭСК от торговли электроэнергией

_____ 20__ г.

квартал

(форма заполняется в млн. кВт.ч)

№ п/ п	Наимено вание показате лей	(год)								
		(месяц 1)			(месяц 2)			(месяц 3)		
		тари ф (сом/ квтч)	начисл енный доход/ расход (млн.со м)	факти ческая оплата (млн.с ом)	тари ф (сом/ квтч)	начисл енный доход/ расход (млн.со м)	факти ческая оплата (млн.с ом)	тари ф (сом/ квтч)	начисл енный доход/ расход (млн.со м)	факти ческая оплата (млн.с ом)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Расходы на покупку электроэ нергии от Электри ческих станций									
2	Расходы на покупку электроэ нергии от станций НПЭ									
2. 1	(станция 1)									
2. 2	(станция 2)									
2. п	(станция п)									
3	Расходы на покупку электроэ нергии от станций ВИЭ									

3. 1	(станция 1)									
3. 2	(станция 2)									
3. п	(станция п)									
4	Расходы на импорт электроэ нергии со стороны НЭС									
4. 1	(страна 1)									
4. 2	(страна 2)									
4. п	(страна п)									
5	Доходы от экспорта электроэ нергии со стороны НЭС									
5. 1	(страна 1)									
5. 2	(страна 2)									
5. п	(страна п)									
6	Доходы от продажи электроэ нергии оптовым покупате лям НЭС									
6. 1	(оптовый покупате ль 1)									
6. 2	(оптовый покупате ль 2)									
6.	(оптовый									

n	покупатель n)									
7	Доходы от продажи электроэнергии конечным потребителям НЭСК									
7.1	(распределительная сеть 1)									
7.1.1	(потребительская группа 1)									
7.1.2	(потребительская группа 2)									
7.1.n	(потребительская группа n)									
7.2	(распределительная сеть 2)									
7.2.1	(потребительская группа 1)									
7.2.2	(потребительская группа 2)									
7.2.n	(потребительская группа n)									
7.n	(распределительная сеть n)									
7.n.1	(потребительская группа 1)									
7.n.2	(потребительская группа 2)									
7.n.n	(потребительская группа n)									

ОТЧЕТ по фонду оплаты труда*

_____ 20__ г.
квартал

(форма заполняется в млн.ком)

№ 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.

- ЭС в отчет не включает данные Бишкектепелосеть.

Приложение № 4
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

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				
		Материальные затраты	Трудовые 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.n	...					
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	...					

Методика определения тарифов на электрическую энергию

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.

Приложение № 5
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

СВЕДЕНИЯ
о материальных расходах
(по основной деятельности)

_____ 20__ г.
квартал

(форма заполняется в млн.ком)

№ 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.ком)

№ п / п	Показатель	Единица измерения	Легковые транспортные средства	Грузовые транспортные средства	Грузопассажирские транспортные средства	Автобусы	Спецтранспорт	Механизмы	Другие виды транспорта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ТОПЛИВНЫЕ РАСХОДЫ	млн.ком							
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	литр/ком							

	бензина								
1. 7	Суммарные топливные затраты на бензин	млн.с ом							
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/с ом							
2. 7	Суммарные топливные затраты на бензин	млн.с ом							
3	Автотранспортные средства на дизельном топливе								
3. 1	Количество	шт.							
3.	Коэффициент	коэф.							

2	ент использова ния парка								
3. 3	Суточная норма расхода	литр							
3. 4	Суточный расход парка	литр							
3. 5	Количество рабочих дней в т.ч года	день							
3. 6	Фактическа я стоимость дизельного топлива	литр/с ом							
3. 7	Суммарны е топливные затраты на бензин	млн.с ом							
II	РАСХОДЫ НА ОБСЛУЖИ ВАНИЕ	млн.с ом							
4	Расходы на приобретен ие шин	млн.с ом							
5	Расходы на приобретен ие аккумулято рных батарей	млн.с ом							
6	Расходы на приобретен ие машинного масла и других горюче смазочных материало в	млн.с ом							
III	ПРОЧИЕ РАСХОДЫ	млн.с ом							
7	Технически й осмотр транспортн	млн.с ом							

	ых средств								
8	Другие государственные платы и пошлины	млн.с ом							
9	Прочие услуги и расходы	млн.с ом							
I V	ИТОГО	млн.с ом							
V	ВСЕГО	млн.с ом							

Приложение № 7
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

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.руб.)

№ 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.

Приложение № 9
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

ОТЧЕТ
о кредитах и займах
(по основной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

№ п/ п	Наименование кредитного соглашения	Номер кредитного соглашения	Дата вступления в силу кредитного соглашения	Дата окончания погашения кредита	Льготный период	Валютная кредитная	Сумма кредита по договору (в валюте кредита)	Остаток задолженности на начало года	Годовая процентная ставка (%)	Остаток задолженности на конец периода				В т.ч. долгосрочная задолженность	Текущая задолженность
										всего	основная сумма	начисления %	штрафы		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1						млн.									
						млн.С ОМ									
2						млн.									
						млн.С ОМ									
Итог по иностран		-	-						-						

ным кредитам															
1						мл н. U S D									
2						мл н. co m									
Итог по бюджетн ым ссудам		-	-						-						
В с ег о	Всег о														

Приложение № 10а
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

ОТЧЕТ
о приобретении основных средств
(по лицензированной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн.ком)

№ 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					

Приложение № 10б
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

ОТЧЕТ
о строительстве основных средств
(по лицензированной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн.ком)

№ 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					

Приложение № 10в
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

ОТЧЕТ
об отчуждении основных средств
(по лицензированной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн.ком)

№ п / п	Наименования основного средства	Дата ввода в эксплуатацию основного средства	Дата отчуждения (продажи) основного средства	Инвентарный номер основного средства	Первоначальная стоимость основного средства	Накопленный износ	Накопленные обесценения	Балансовая стоимость основного средства	Сумма отчуждения (продажи) основных средств	Затраты связанные с отчуждением (продажей) основного средства
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1										
2										
3										

Методика определения тарифов на электрическую энергию

n											
Итого											

Приложение № 10г
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

ОТЧЕТ
о ликвидации основных средств
(по лицензированной деятельности)

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн.ком)

№ п / п	Наименование ликвидируемого основного средства	Дата ввода в эксплуатацию основного средства	Дата ликвидации основного средства	Инвентарный номер основного средства	Первоначальная стоимость	Остаточная стоимость	Доходы от ликвидации					Обоснование/причина ликвидации актива
							в се го	включено в капитальные затраты	включено в текущие затраты	отчуждено (продано)	прочие направления	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
2												
3												
n												
Итого												

Приложение № 11
к Методике определения
тарифов на электрическую
энергию

РАСЧЕТ
амортизационных отчислений

по 1 _____ 20__ г.

(форма заполняется в млн.ком)

№ п/	Группы основных	Первоначальная	Остаточная	Норма амортиза	Метод начислен	Сумма амортиза	Остаточная
---------	--------------------	----------------	------------	-------------------	-------------------	-------------------	------------

п	средств и нематериаль ных активов	стоимость	стоимос ть на "___" 20__ г.	ции (%)	ия амортиза ции	ции	стоимос ть
1	2	4	5	6	7	8	9
1	Основные средства						
1. 1	... (группа 1)						
1. 2	... (группа 2)						
1. n	... (группа n)						
2	Нематериаль ные активы						
2. 1	... (группа 1)						
2. 2	... (группа 2)						
2. 3	... (группа n)						
3	ИТОГО						