



Республика Молдова

НАЦИОНАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ Nr. 497
от 20.12.2012

**об утверждении методологий расчета, утверждения и пересмотра
тарифов для услуг по распределению электроэнергии и для
регулируемых тарифов на поставку электроэнергии**

Опубликован : 01.03.2013 в Monitorul Oficial Nr. 42-47 статья № : 241

ИЗМЕНЕНО

[ПМО60 от 22.03.13, МО60-63/22.03.13 ст.85](#)

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО:

Министерство юстиции

№ 914 от 19 февраля 2013 г.

Министр юстиции

_____ Олег ЕФРИМ

В целях эффективного функционирования рынка электроэнергии и для осуществления регулируемой деятельности в электроэнергетическом секторе в условиях доступности, надежности и прозрачности, в целях поэтапного открытия рынка электроэнергии и для бесперебойного обеспечения потребителей электроэнергией по минимальным затратам, в соответствии со ст. 8 и 51 Закона об электроэнергии №124-XVIII от 23 декабря 2009 г. (Официальный монитор Республики Молдова, 2010, № 23-24, ст. 33) Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить:

Методологию расчета, утверждения и пересмотра тарифов на услуги по распределению электрической энергии (приложение №1).

Методологию расчета, утверждения и пересмотра регулируемых тарифов на поставку электрической энергии (приложение № 2).

2. Методология расчета, утверждения и пересмотра тарифов на услуги по распределению электрической энергии и Методология расчета, утверждения и пересмотра регулируемых тарифов на поставку электрической энергии применяются в течение пяти лет со дня опубликования данного Постановления в Официальном мониторе Республики Молдова.

3. Признать утратившей силу Методологию расчета тарифов на электрическую энергию, поставляемую потребителям, утвержденную Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 256 от 10 августа 2007 г. (Официальный монитор Республики Молдова, 2007, № 127-130, ст. 502), зарегистрированным Министерством юстиции 14 августа 2007 г. под номером

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР НАРЭ
ДИРЕКТОРА**

**Виктор ПАРЛИКОВ
Мариана БОТЕЗАТУ
Марин ПРОФИР
Леонид БЕЛИНСКИ
Николай РАЙЛЯНУ**

№ 497. Кишинэу, 20 декабря 2012 г.

[анеха nr.1](#)

[\[Приложение №1 изменено ПМО60 от 22.03.13, МО60-63/22.03.13 ст.85\]](#)

Приложение № 1
к Постановлению
Административного совета НАРЭ
№ 497 от 20 декабря 2012 г.

**МЕТОДОЛОГИЯ
расчета, утверждения и пересмотра тарифов на оказание услуг
по распределению электроэнергии**

**Раздел 1
ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Методология расчета, утверждения и пересмотра тарифов на оказание услуг по распределению электроэнергии (далее – Методология) имеет целью установления метода расчета тарифов на услуги по распределению электроэнергии, оказываемые операторами распределительных сетей (далее – RED).
2. Методология устанавливает:
 - 1) принципы, способ расчета и пересмотра тарифов на услуги по распределению электроэнергии;
 - 2) способ расчета и применения тарифов, дифференцированных в зависимости от уровня напряжения в электросетях, к которым подключены электроустановки конечных потребителей;
 - 3) компоненты и способ определения:
 - a) материальных затрат;
 - b) затрат на оплату труда;
 - c) износа основных средств и амортизации нематериальных активов, в том числе при их переоценке, с целью недопущения начисления износа соответствующих активов более одного раза и для исключения активов, полученных безвозмездно;
 - d) затрат, относящихся к эффективной эксплуатации и содержанию объектов распределительной электросети;
 - e) расходов, связанных с учетом распределенной электроэнергии;
 - f) расходов, связанных с закупками электроэнергии в целях покрытия разумного и обоснованного уровня технологического расхода и потерь электроэнергии в распределительных электросетях;
 - g) коммерческих, общих и административных расходов;
 - h) других затрат и расходов, связанных с деятельностью по распределению электроэнергии;
 - 4) способ определения рентабельности активов распределительной деятельности;
 - 5) общие принципы осуществления инвестиций в электроэнергетический сектор и порядок их возврата через тариф;

- 6) способ разделения затрат, расходов и рентабельности между видами деятельности, осуществляемыми RED и между распределительными электросетями различного уровня напряжения;
- 7) способ определения и утверждения базовых затрат на услугу по распределению электроэнергии;
- 8) способ уточнения базовых затрат на период, следующий за тем, в котором были утверждены базовые затраты.

3. Тарифы на услуги по распределению электроэнергии определяются на один 1 кВт·ч распределенной электроэнергии в случае применения одноставочных тарифов на поставку электроэнергии конечным потребителям, а в случае применения двухставочных тарифов – на кВт договорной мощности и дифференцируются в зависимости от уровня напряжения распределительных электросетей, к которым подключены электроустановки конечных потребителей.

Раздел 2

РЕГУЛИРУЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ТАРИФОВ

4. Методология основывается на следующих регулирующих принципах:

- 1) функциональное и бухгалтерское разделение в соответствии с положениями Закона об электроэнергии деятельности по распределению от деятельности по поставке электроэнергии, а также от других регулируемых или нерегулируемых видов деятельности, осуществляемых RED, а начиная с 2015 года и юридическое разделение деятельности по распределению от деятельности по поставке электроэнергии;
- 2) эффективное функционирование и обеспечение финансовой устойчивости RED путем установления тарифов на услуги по распределению электроэнергии на основе реальных и строго необходимых затрат для осуществления деятельности, с исключением из расчетов всех экономически необоснованных, неоправданных затрат и расходов, и/или которые согласно технологическому процессу не являются необходимыми для предоставления услуг по распределению электроэнергии;
- 3) предоставление качественных и надежных услуг по распределению поставщикам, конечным потребителям при эффективном использовании объектов распределительной электросети;
- 4) осуществление деятельности по распределению электроэнергии в условиях безопасности;
- 5) включение в тарифы на оказание услуг по распределению электроэнергии только реальных расходов, связанных с предоставлением услуг по распределению электроэнергии по распределительным электросетям соответствующего уровня напряжения, к которым подключены электроустановки конечных потребителей;
- 6) ориентирование системы определения тарифов таким образом, чтобы RED, поставщики и конечные потребители были заинтересованы в эффективном использовании потенциала распределительных электросетей;
- 7) продвижение эффективных инвестиций в распределительных электросетях;
- 8) постепенное устранение перекрестного субсидирования;
- 9) обеспечение прозрачности в процессе регулирования тарифов.

5. Определение тарифов на услуги по распределению электроэнергии осуществляется дифференцированно, в зависимости от уровня напряжения распределительных электросетей, к которым подключены электроустановки конечных потребителей. Методологией приняты три уровня напряжения в распределительных электросетях:

«IT» – высокое напряжение. К этому уровню напряжения относятся распределительные электросети, которые соответствуют напряжению 35-110 кВ;

«МТ» – среднее напряжение. К этому уровню напряжения относятся распределительные электросети, которые соответствуют напряжению 6-10 кВ;

«JT» – низкое напряжение. К этому уровню напряжения относятся распределительные электросети, которые соответствуют напряжению 0,4 кВ и ниже.

6. В состав распределительных электросетей «JT» входят распределительные электрические линии напряжением 110 и 35 кВ, другие долгосрочные материальные и нематериальные активы, непосредственно относящиеся к этим сетям, расположенные от пунктов разграничения с передающей электросети до пунктов входа этих электрических линий в трансформаторные подстанции (трансформаторы) 35/10 кВ, 35/6 кВ, 110/35/10 кВ, 110/35/6 кВ, 110/10кВ и 110/6 кВ, и до пунктов разграничения собственности RED с собственностью конечных потребителей, электроустановки которых подключены к электросетям «JT».

7. В состав распределительных электросетей «МТ» входят трансформаторные подстанции (трансформаторы) 110/35/10 кВ, 110/35/6 кВ, 110/10 кВ, 110/6 кВ, 35/10 кВ и 35/6 кВ, все распределительные электрические линии напряжением 6, 10 кВ, другие долгосрочные материальные и нематериальные активы, относящиеся непосредственно к этим электрическим линиям, расположенные от пунктов выхода из вышеупомянутых трансформаторных подстанций (трансформаторов) до трансформаторных подстанций (трансформаторы) на 10/0,4 кВ, 6/0,4 кВ и до пунктов разграничения собственности RED с собственностью конечных потребителей, чьи электроустановки подключены к распределительным электросетям «МТ».

8. В состав распределительных электросетей «JT» входят трансформаторные подстанции (трансформаторы) 10/0,4 кВ и 6/0,4 кВ и ниже, распределительные электрические линии 0,4 кВ и ниже, другие долгосрочные материальные и нематериальные активы, относящиеся непосредственно к распределительным электрическим линиям 0,4 кВ и ниже, расположенные от пунктов выхода из вышеупомянутых трансформаторных подстанций (трансформаторов) и (в том числе) до пунктов разграничения собственности RED с собственностью конечных потребителей, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям «JT», или до мест потребления бытовых потребителей (до выходных клемм выключателя или измерительного оборудования).

Раздел 3 РАСЧЕТ ТАРИФОВ

9. Тарифы на услуги по распределению электроэнергии, определенные на один кВт·ч распределенной электроэнергии, дифференцируемые в зависимости от уровня напряжения в распределительных электросетях, для каждого года «n» рассчитываются согласно формулам:

1) Для услуги по распределению электроэнергии, оказанной по распределительным электросетям высокого напряжения:

$$TD_{nit}^m = \frac{VD_{nit}}{ED_{nt}} = \frac{CD_{nit} + RA_{nit}}{ED_{nt}} \quad (1)$$

2) Для услуги по распределению электроэнергии, оказанной по распределительным электросетям среднего напряжения:

$$TD_{nmt}^m = \frac{VD_{nmt}}{ED_{nmt} + ED_{njt}} = \frac{CD_{nmt} + RA_{nmt}}{ED_{nmt} + ED_{njt}} + TD_{nit}^m \quad (2)$$

3) Для услуги по распределению электроэнергии, оказанной по распределительным электросетям низкого напряжения:

$$TD_{njt}^m = \frac{VD_{njt}}{ED_{njt}} = \frac{CD_{njt} + RA_{njt}}{ED_{njt}} + TD_{nmt}^m \quad (3)$$

где:

TD_{nmt}^m ; TD_{njt}^m – тариф на услуги по распределению электроэнергии, оказанной RED в году «п» по распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения (лей/кВт·ч).

Примечание: См. Поправку из Monitorul Oficial N 60-63 от 22.03.2013, стр.85 (в пункте 9, подпункт 3), в формуле (3) исключить " $+ TD_{nit}^m$ ")

VD_{nit} ; VD_{nmt} ; VD_{njt} – необходимый доход, который должен получить RED в году «п» от оказания услуг по распределению электроэнергии по распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения, установленный для покрытия реальных затрат на распределение, и для обеспечения финансовой устойчивости RED (лей);

ED_{nmt} ; ED_{njt} – количество электроэнергии, распределенной в году «п» по распределительным электросетям для конечных потребителей, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего и низкого напряжения. Количество электроэнергии, распределенной по каждому типу сети («МТ» и «JT»), определяется как сумма общего количества электроэнергии, распределенной в году «п» всем конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительной электросети соответствующего уровня напряжения, кВт·ч;

ED_{nt} – количество электроэнергии, распределенной по всем уровням напряжения распределительных электросетей всем конечным потребителям, электроустановки которых подключены к этим сетям, кВт·ч. То есть:

$$ED_{nt} = ED_{nit} + ED_{nmt} + ED_{njt}, \quad (4)$$

где:

ED_{nit} – количество электроэнергии, распределенной в году «п» по распределительным электросетям конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения;

CD_{nit} ; CD_{nmt} ; CD_{njt} – затраты на осуществление деятельности по распределению электроэнергии в году «п», относящиеся к распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения (леев);

RA_{nit} ; RA_{nmt} ; RA_{njt} – рентабельность активов, использованных для осуществления деятельности по распределению электроэнергии в году «п», относящихся к распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения (леев).

Рентабельность активов в году «п», относящихся к каждому типу сетей в отдельности, определяется согласно следующим формулам:

1) для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$RA_{nit} = \frac{RA_{nt}}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{nit} \quad (5)$$

2) для распределительных электросетей среднего напряжения:

$$RA_{nmt} = \frac{RA_{nt}}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{nmt} \quad (6)$$

3) для распределительных электросетей низкого напряжения:

$$RA_{njt} = \frac{RA_{nt}}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{njt} \quad (7)$$

где:

RA_{nt} – общая рентабельность чистых активов RED в году «п», которая определяется в соответствии с положениями раздела 6 Методологии.

$VBAD_{nt}$ – балансовая стоимость основных средств RED в году «п», соотносящихся к распределительным электросетям. Эта стоимость определяется как общая сумма балансовой стоимости основных средств распределительных электросетей высокого напряжения, среднего напряжения и низкого напряжения, то есть:

$$VBAD_{nt} = VBAD_{nit} + VBAD_{nmt} + VBAD_{njt} \quad (8)$$

где:

$VBAD_{nit}$; $VBAD_{nmt}$; $VBAD_{njt}$ – балансовая стоимость основных фондов RED в году «п», относящихся к распределительным электросетям высокого напряжения, среднего напряжения и низкого напряжения.

10. При определении тарифов на распределение за один кВт договорной мощности они должны обеспечить RED получение таких же доходов, как и в случае тарифов, которые определяются за 1 кВт·ч распределяемой энергии. При определении упомянутых тарифов на оказание услуг по распределению электроэнергии используются те же параметры и элементы, применяемые при расчете тарифов на распределение за один кВт·ч, исключением является замена в формулах расчета количества распределяемой электроэнергии на параметр договорной мощности, заключенной с конечными потребителями. Тариф на оказание услуг по распределению электроэнергии за один кВт договорной мощности, установленный для конечных потребителей в году «п», определяется согласно формулам:

1) Для услуг по распределению электроэнергии, оказанных по распределительным электросетям высокого напряжения:

$$TD_{nit}^b = \frac{VD_{nit}}{PC_{nt}} = \frac{CD_{nit} + RA_{nit}}{PC_{nt}} \quad (9)$$

2) Для услуг по распределению электроэнергии, оказанных по распределительным электросетям среднего напряжения:

$$TD_{nmt}^b = \frac{VD_{nmt}}{PC_{nmt}} = \frac{CD_{nmt} + RA_{nmt}}{PC_{nmt} + PC_{njt}} + TD_{nit}^b \quad (10)$$

3) Для услуг по распределению электроэнергии, оказанных по распределительным электросетям низкого напряжения:

$$TD_{njt}^b = \frac{VD_{njt}}{PC_{njt}} = \frac{CD_{njt} + RA_{njt}}{PC_{njt}} + TD_{nmt}^b \quad (11)$$

где:

TD_{nmt}^b ; TD_{njt}^b – годовой тариф за услуги по распределению электроэнергии, оказанной RED по распределительным электросетям высокого напряжения, среднего напряжения и низкого напряжения (леев/кВт/год);

Примечание: См. Поправку из Monitorul Oficial N 60-63 от 22.03.2013, стр.85 (в пункте 10, подпункт 3), в формуле (11) исключить „+ TD_{nit}^b ”)

PC_{nt} – общая максимальная договорная мощность, обусловленная договорами со всеми конечными потребителями, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям (кВт), которая равна:

$$PC_{nt} = PC_{nit} + PC_{nmt} + PC_{njt} \quad (12)$$

где:

PC_{nit} ; PC_{nmt} ; PC_{njt} – максимальная договорная мощность, обусловленная договорами со всеми конечными потребителями, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения (кВт). Максимальная договорная мощность определяется ежегодно на основании мощности, указанной в контрактах, заключенных с конечными потребителями. Максимальная договорная мощность может быть уменьшена по требованию конечного потребителя только в следующем регулируемом году.

Тариф на оказание услуг по распределению электроэнергии, основанный на договорной мощности, применяется к потребителям ежемесячно. Для этого определенный на год тариф за договорную мощность делится на 12.

Раздел 4

СОСТАВ ЗАТРАТ И РАСХОДОВ НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

11. В затраты на осуществление деятельности по распределению электроэнергии в году «n» (CD_n) входят:

- 1) затраты и расходы RED, связанные с процессом распределения электроэнергии (CDD_n);
- 2) другие затраты и расходы (ACD_n);
- 3) тарифные отклонения (Dev_{n-1}). Эти отклонения, положительные или отрицательные, полученные от деятельности по распределению электроэнергии в году «n-1» (предыдущий период) и которые должны быть включены в расчет тарифа года «n» (период, на который устанавливается тариф), уточненные в соответствии с уровнем рентабельности (Rr_n) на основании величины отклонений, определяемые ежемесячно. Эти отклонения могут появиться в результате разницы от оцененных параметров в процессе установления тарифа для года «n-1» и реально полученных параметров в году «n-1».

То есть, затраты RED на осуществление деятельности по распределению электроэнергии в году «n» равняются:

$$CD_n = CDD_n + ACD_n - Dev_{n-1} \quad (13)$$

12. В состав затрат и расходов, связанных с процессом распределения электроэнергии

(CDD_n) входят следующие компоненты:

- 1) износ основных средств и амортизация нематериальных активов, относящихся к распределительной деятельности (UAD_n);
- 2) затраты на содержание и эксплуатацию основных средств и нематериальных активов, относящихся к процессу распределения электроэнергии (CID_n);
- 3) затраты, связанные с ведением учета электроэнергии, распределяемой по распределительным электросетям (CED_n);
- 4) стоимость технологического расхода и допустимых потерь электроэнергии в распределительных электросетях (CPD_n).

13. Состав затрат и расходов, непосредственно относящихся к процессу распределения электроэнергии для каждого типа распределительных электросетей (высокого, среднего и низкого напряжения) в году «п»:

- 1) Для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$CDD_{nit} = UAD_{nit} + CID_{nit} + CED_{nit} + CPD_{nit} \quad (14)$$

- 2) Для распределительных электросетей среднего напряжения:

$$CDD_{nmt} = UAD_{nmt} + CID_{nmt} + CED_{nmt} + CPD_{nmt} \quad (15)$$

- 3) Для распределительных электросетей низкого напряжения:

$$CDD_{njt} = UAD_{njt} + CID_{njt} + CED_{njt} + CPD_{njt} \quad (16)$$

где:

UAD_{nit} ; UAD_{nmt} ; UAD_{njt} – износ основных средств и амортизация нематериальных активов в году «п», относящихся к распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения, определяемый в соответствии с положениями пунктов 18-22 Методологии;

CID_{nit} ; CID_{nmt} ; CID_{njt} – затраты на содержание и эксплуатацию в году «п», непосредственно относящиеся к распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения;

CED_{nit} ; CED_{nmt} ; CED_{njt} – затраты, связанные с ведением учета электроэнергии, распределяемой по распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения;

CPD_{nit} ; CPD_{nmt} ; CPD_{njt} – стоимость в году «п» технологического расхода и потерь электроэнергии в распределительных электросетях высокого, среднего и низкого напряжения.

14. В состав категории «Другие затраты и расходы (ACD_n)» включены все остальные затраты и расходы на осуществление деятельности по распределению электроэнергии, которые не имеют прямого отношения к технологическому процессу распределения электроэнергии. В эти расходы входят:

- 1) коммерческие, общие и административные расходы (CGA_n);
- 2) другие расходы на распределение (AC_n).

То есть, в каждый год «п» эти расходы будут равняться:

$$ACD_n = CGA_n + AC_n \quad (17)$$

15. Расходы ACD определяются в целом по RED и разделяются для каждого типа сети пропорционально распределяемой электроэнергии согласно следующим формулам:

- 1) Для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$ACD_{nit} = \frac{ACD_n}{ED_{nt}} \times ED_{nit} \quad (18)$$

2) Для распределительных электросетей среднего напряжения:

$$ACD_{nmt} = \frac{ACD_n}{ED_{nt}} \times ED_{nmt} \quad (19)$$

3) Для распределительных электросетей низкого напряжения:

$$ACD_{njt} = \frac{ACD_n}{ED_{nt}} \times ED_{njt} \quad (20)$$

16. Тарифные отклонения определяются в целом для распределительной деятельности исходя из реальных изменений в течение года «n-1» влияющих параметров относительно оцененных параметров, примененных при расчете при установлении тарифов. Эти отклонения определяются по каждому месяцу года «n-1» в отдельности с уточнением соответствия годовому уровню рентабельности (R_{r_n}), соотносимо с количеством месяцев с момента появления отклонений до их включения в тариф. Отнесение тарифных отклонений по типу распределительных электросетей осуществляется пропорционально количеству электроэнергии, распределяемой через эти сети согласно формулам:

1) Для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$Dev_{nit} = \frac{Dev_{n-1}}{ED_{nt}} \times ED_{nit} \quad (21)$$

2) Для распределительных электросетей среднего напряжения:

$$Dev_{nmt} = \frac{Dev_{n-1}}{ED_{nt}} \times ED_{nmt} \quad (22)$$

3) Для распределительных электросетей низкого напряжения:

$$Dev_{njt} = \frac{Dev_{n-1}}{ED_{nt}} \times ED_{njt} \quad (23)$$

17. В целом затраты на осуществление деятельности по распределению электроэнергии для каждого типа распределительных электросетей в году «n» имеет следующий состав:

1) Для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$CD_{nit} = CDD_{nit} + ACD_{nit} - Dev_{nit} \quad (24)$$

2) Для распределительных электросетей среднего напряжения

$$CD_{nmt} = CDD_{nmt} + ACD_{nmt} - Dev_{nmt} \quad (25)$$

3) Для распределительных электросетей низкого напряжения

$$CD_{njt} = CDD_{njt} + ACD_{njt} - Dev_{njt} \quad (26)$$

Раздел 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ И РАСХОДОВ

18. Методология предусматривает, что годовой износ основных средств и амортизация нематериальных активов, используемых для осуществления распределительной деятельности, определяется методом линейного списания, который обеспечивает равномерное отнесение износа в состав затрат и расходов в течение всего срока полезной службы основных средств и нематериальных активов, согласно формулам:

1) для RED «Union Fenosa»:

$$UAD_n = UAD_{en} + UAD_{in} = \left(\frac{VNA_e - VNA_{ef}}{DV_e} + \sum_{k=1}^m \frac{VIAD_{kn-1}}{DV_k} \right) \times LeiD_n \quad (27)$$

2) для остальных RED:

$$UAD_n = \sum_{k=1}^m \frac{VIAT_{kn-1} - VIAF_k}{DV_k} \quad (28)$$

где:

UAD_{en} – износ в году «n» основных средств, существовавших до приватизации;

UAD_{in} – износ новых основных средств и амортизация нематериальных активов в году «n», введенных в эксплуатацию после приватизации в результате осуществленных инвестиций в соответствии с утвержденными Национальным агентством по регулированию в энергетике (далее – НАРЭ) инвестиционными планами (с 2000 года до года «n-1»);

VNA_e – чистая стоимость основных средств, существующих на дату приватизации. Эта стоимость, скорректированная Методологией расчета тарифов на электроэнергию, поставляемую потребителям, утвержденной Постановлением Административного совета НАРЭ № 256 от 10.08.2007, равняется 130793 тыс. долларов США;

VNA_{ef} – чистая стоимость активов, существовавших до приватизации, но которые предназначены для осуществления деятельности по поставке электроэнергии;

DV_e – срок полезной службы основных средств, существовавших до приватизации, равный 15 годам;

DV_k – срок полезной службы активов категории «k», который должен соответствовать реальному сроку службы актива. Однако этот срок не должен быть меньше срока, указанного в Каталоге основных средств и нематериальных активов, утвержденном Постановлением Правительства № 338 от 21.03 2003 года;

$LeiD_n$ – средний официальный обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в году «n»;

$VIAD_{kn-1}$ – первоначальная стоимость новых активов, относящихся к распределительной деятельности, введенных в эксплуатацию с 2000 года (для RED «Union Fenosa»), с 2003 года (для остальных RED) и до года «n-1» в результате осуществленных инвестиций в

соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами. Эта стоимость определяется по формуле:

$$VIAD_{kn-1} = VIAT_{kn-1} - VIAF_k \quad (29)$$

где:

$VIAT_{kn-1}$ – общая первоначальная стоимость долгосрочных материальных активов и нематериальных активов категории «к», введенных в эксплуатацию в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами до конца года «n-1». Для RED «Union Fenosa» компонент $VIAT_{kn-1}$ является первоначальной стоимостью новых активов, введенных в эксплуатацию в результате осуществленных инвестиций в строгом соответствии с инвестиционными планами, предусмотренными в договоре купли-продажи акций (2000-2006), и последующими инвестиционными планами (с 2007 года – до конца года «n-1»), утвержденными НАРЭ. Для остальных RED компонент $VIAT_{kn-1}$ равняется первоначальной стоимости существующих активов, связанных с деятельностью по распределению электроэнергии до 2003 года, и новых введенных в эксплуатацию с 2003 года и до конца года «n-1» в результате осуществленных инвестиций в соответствии с утвержденными НАРЭ планами. Категории «к» формируются путем группирования активов с идентичным с экономической точки зрения сроком службы. Не принимаются в расчет первоначальной стоимости следующие активы: участки; основные средства, не используемые в распределительной деятельности; активы, финансируемые из финансовых взносов, независимо от их источника; активы, полученные безвозмездно или через пожертвования; активы, полученные в результате подключения к распределительным электросетям; активы, связанные с другими видами деятельности, отличными от деятельности по распределению электроэнергии; активы жилищно-коммунального, социально-культурного назначения; материальные и нематериальные активы, введенные в эксплуатацию RED не в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами;

$VIAF_k$ – первоначальная стоимость в период 2000-2012 гг. у RED «Union Fenosa» и в период 2003-2012 гг. у RED «Nord» и RED «Nord-Vest» долгосрочных материальных и нематериальных активов, введенных в эксплуатацию в результате осуществленных инвестиций в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами, но которые предназначены для деятельности, связанной с поставкой электроэнергии.

19. В случае переоценки RED долгосрочных основных средств и нематериальных активов Методология предусматривает, что максимальное увеличение износа после переоценки, принимаемая НАРЭ в тариф, не должна превышать совокупный индекс цен в строительстве, зарегистрированный в период начиная с года предыдущей переоценки до года, в котором осуществляется текущая переоценка, опубликованный Национальным бюро статистики Республики Молдова. Также в случае переоценки не допускается включение в расчет тарифов износа актива, стоимость замещения которого уже была включена в тариф.

20. В случае использования в процессе распределения электроэнергии основных средств существовавших до приватизации и полностью амортизированных через тариф Методология предусматривает возможность использования в тарифных целях альтернативного метода взамен метода переоценки этих основных средств. Этот метод предусматривает включение в годовые затраты на содержание и эксплуатацию распределительных электросетей затрат, соответствующих продлению срока эксплуатации этих активов, без осуществления их переоценки. Эти затраты стабильны и устанавливаются на уровне 4,8 процента от стоимости чистых активов, существующих на дату приватизации, относящихся к VNA_e из пункта 18 Методологии.

Если в период действия Методологии RED применит альтернативный метод только в

определенный период времени, а потом, перейдя на метод переоценки, НАРЭ уменьшит затраты на износ/амортизацию активов для периода использования метода переоценки в пределах затрат, соответствующих продлению срока эксплуатации активов, включенных в затраты на содержание и на эксплуатацию распределительных электросетей в период применения альтернативного метода.

21. Принадлежность активов, определение первоначальной стоимости, чистой стоимости и впоследствии их износа осуществляется каждый год для каждого типа сети в отдельности (высокого, среднего и низкого напряжения). В состав активов, непосредственно связанных с конкретным типом распределительной электросети, входят:

1) в распределительных электросетях «ИТ» – воздушные и подземные электрические линии напряжением 35-110 кВ, измерительное оборудование, используемое для учета электроэнергии в коммерческих целях, – основные средства RED, введенные в эксплуатацию в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами в тарифных целях, другие основные средства и нематериальные активы, которые принадлежат или используются исключительно для обслуживания распределительных электросетей высокого напряжения;

2) в распределительных электросетях «МТ» – воздушные и подземные электрические линии напряжением 6-10 кВ, трансформаторные подстанции (трансформаторы) 110/35/10 кВ, 110/35/6 кВ, 110/10 кВ, 110/6 кВ, 35/10 кВ и 35/6 кВ, измерительное оборудование, используемое для учета электроэнергии в коммерческих целях, – основные средства RED, введенные в эксплуатацию в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами в тарифных целях, другие основные средства и нематериальные активы, которые принадлежат или используются исключительно для обслуживания распределительных электросетей среднего напряжения;

3) в распределительных электросетях «ЛТ» – трансформаторные подстанции (трансформаторы) 10/0,4 кВ, 6/0,4 кВ и ниже, воздушные и подземные электрические линии напряжением 0,4 кВ и ниже питающие и измерительное оборудование, используемое для учета электроэнергии в коммерческих целях – основные средства RED, введенные в эксплуатацию в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами в тарифных целях, другие основные средства и нематериальные активы, которые принадлежат и используются исключительно для обслуживания распределительных электросетей низкого напряжения.

22. Активы, относящиеся к деятельности по распределению, которые невозможно разделить непосредственно на конкретный тип сети, активы вспомогательных подразделений (по ремонту, эксплуатации, транспортировке, и т.д.), активы коммерческого и административного характера, а также их износ разделяются между распределительными электросетями высокого, среднего и низкого напряжения пропорционально балансовой стоимости активов, относящихся непосредственно к каждому типу распределительной электросети в отдельности (высокого, среднего и низкого напряжения).

23. К затратам на содержание распределительных электросетей (CID) относятся все обоснованные затраты, необходимые для выполнения планов по техническому обслуживанию и ремонту распределительных электросетей, другого оборудования, установок и активов, используемые в ходе технологического процесса по распределению электроэнергии. Эти затраты состоят из: затраты на оплату труда персонала, вовлеченного в процесс обслуживания и эксплуатации долгосрочных материальных и нематериальных активов, относящихся к процессу по распределению электроэнергии; материальные затраты, необходимые для содержания и эксплуатации активов, связанных с деятельностью по распределению электроэнергии; затраты, связанные непосредственно с обслуживанием и эксплуатацией оборудования и установок по распределению

электроэнергии. Эти расходы определяются по формуле:

$$CID = CRD + CMD + CIED \quad (30)$$

где:

CRD – затраты на оплату труда персонала, вовлеченного в процесс распределения электроэнергии, обслуживания, содержания и эксплуатации распределительных электросетей и вспомогательных подразделений. В эти расходы входят как расходы на оплату труда, так и сопутствующие налоги, предусмотренные законодательством (взносы обязательного государственного социального страхования и взносы обязательного медицинского страхования). Затраты на оплату труда определяются RED для первого года действия Методологии – базовый год (CRD_0), исходя из: необходимого количества сотрудников для обслуживания, содержания в нормальном рабочем и исправном состоянии распределительных электросетей, трансформаторных подстанций (трансформаторов), другого оборудования и установок, относящихся к распределительным электросетям и вспомогательным подразделениям, связанные с процессом распределения электроэнергии; их квалификационной категории; гарантированного минимального размера заработной платы в реальном секторе; отраслевых коэффициентов сложности; распорядка и условий труда; других выплат и надбавок, установленных законодательством; тарифов на обязательные взносы государственного социального страхования и взносы обязательного медицинского страхования. Эти затраты определяются RED, рассматриваются и утверждаются НАРЭ в качестве базовых затрат на весь срок действия Методологии. Для каждого последующего года «п» эти затраты пересматриваются исходя из индекса потребительских цен в Республике Молдова (PM) и индекса, который будет учитывать повышение эффективности деятельности RED согласно формуле:

$$CRD_n = CRD_0 \times \prod (1 + IPCM_n - X_1) \quad (31)$$

где:

$IPCM_n$ – индекс потребительских цен в Республике Молдова в году «п», опубликованный Национальным бюро статистики Республики Молдова;

X_1 – индекс повышения эффективности деятельности RED для сокращения расходов, связанных с распределением. Этот индекс установлен в качестве постоянной величины на весь срок действия Методологии в размере 20% от индекса потребительских цен в Республике Молдова. То есть $X_1 = 0,2 IPCM_n$;

CMD – материальные затраты, необходимые для обслуживания, содержания и эксплуатации распределительных электросетей и вспомогательных подразделений. Эти затраты определяются для первого года действия Методологии, базовый год (CMD_0), исходя из количества каждого вида необходимого материала, определяемого на основании норм их использования и анализа используемых RED материалов в предыдущий регулируемый период для содержания и эксплуатации распределительных электросетей, других основных средств и нематериальных активов в соответствии с техническими требованиями эксплуатации и планами по их обслуживанию, ремонту, содержанию и эксплуатации и исходя из минимальных рыночных цен, как результат произведенных закупок в соответствии с положением, утвержденным НАРЭ. Как и в случае затрат на оплату труда, эти затраты определяются RED, рассматриваются и утверждаются НАРЭ в качестве базовых затрат на весь срок действия Методологии. Для каждого года «п» эти затраты пересматриваются согласно следующей формуле:

$$CMD_n = CMD_0 \times \prod [(1 + HICP_n - X_2) \times (1 + \Delta NC_n)] \times \left(\frac{LeiD_n}{LeiD_{n-1}} \right) \quad (32)$$

где:

$HICP_n$ – индекс розничных цен США в году «n», опубликованный Министерством труда США;

X_2 – индекс повышения эффективности деятельности RED для сокращения расходов, связанных с распределением. Этот индекс установлен в качестве постоянной величины на весь срок действия Методологии в размере 20% от индекса потребительских цен в США. То есть $X_2 = 0,2 HICP_n$;

ΔNC_n – изменение числа мест потребления конечных потребителей, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям, которое определяется согласно формуле:

$$\Delta NC_n = \frac{NC_n - NC_{n-1}}{NC_{n-1}} \quad (33)$$

где:

NC_n – число мест потребления конечных потребителей, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям в регулируемом году «n»;

NC_{n-1} – число мест потребления конечных потребителей, электроустановки которых были подключены к распределительным электросетям в году «n-1»;

$LeiD_n$ – средний официальный обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в году «n», год, для которого корректируются затраты, опубликованный Национальным банком Молдовы;

$LeiD_{n-1}$ – средний официальный обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в предыдущем году, опубликованный Национальным банком Молдовы;

$CIED_n$ – затраты, относящиеся к содержанию и эксплуатации распределительных электросетей, другого распределительного оборудования, оборудования и установок вспомогательных единиц. Эти расходы определяются для первого года действия Методологии, базовый год ($CIED_0$), исходя из договоров подряда, заключенных с третьими лицами в результате закупок работ и услуг, осуществленных в соответствии с законодательством. Эти затраты определяются RED, рассматриваются и утверждаются НАРЭ в качестве базовых затрат на весь срок действия Методологии. Для каждого последующего года «n» данные затраты пересматриваются согласно формуле:

$$CIED_n = CIED_0 \times \prod [(1 + IPCM_n - X_1) \times (1 + \Delta NC_n)] \quad (34)$$

24. В большинстве случаев затраты на содержание распределительных электросетей (в состав которых входят затраты, относящиеся к оплате труда, материальные затраты и затраты на содержание и эксплуатацию) невозможно определить в отдельности по каждому типу сети, поэтому настоящая Методология предусматривает их разделение по каждому типу сети пропорционально балансовой стоимости активов, связанных непосредственно с соответствующим типом сети (высокого, среднего или низкого напряжения). То есть:

1) для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$CID_{nit} = \frac{CID_n}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{nit} = \frac{(CRD_n + CMD_n + CIED_n)}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{nit} \quad (35)$$

2) для распределительных электросетей среднего напряжения:

$$CID_{nmt} = \frac{CID_n}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{nmt} = \frac{(CRD_n + CMD_n + CIED_n)}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{nmt} \quad (36)$$

3) для распределительных электросетей низкого напряжения:

$$CID_{njt} = \frac{CID_n}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{njt} = \frac{(CRD_n + CMD_n + CIED_n)}{VBAD_{nt}} \times VBAD_{njt} \quad (37)$$

25. Затраты, связанные с ведением учета распределяемой электроэнергии (CED), состоят из расходов, относящихся к контролю измерительного оборудования для коммерческого учета электроэнергии, ежемесячного снятия показаний измерительного оборудования для коммерческого учета электроэнергии, установленного в разграничительных пунктах передающей электросети с электроустановками конечных потребителей, которые подключены к распределительным электросетям, составления баланса входящей и исходящей из сети электроэнергии, определения технологического расхода и потерь энергии в распределительных электросетях, ежемесячной передачи поставщикам и/или независимым потребителям данных о распределенной каждому потребителю электроэнергии, по каждому месту потребления. К этим расходам относятся расходы на оплату труда персонала, участвующего в этом процессе, материальные затраты, необходимые для ведения учета электроэнергии, и расходы на услуги, предоставляемые третьими лицами, связанные с ведением учета электроэнергии. Эти расходы определяются RED, рассматриваются и утверждаются НАРЭ для первого года действия Методологии – базовый год (CED_0), в целом по RED, а в последующие годы пересматриваются согласно формуле:

$$CED_n = CED_0 \times \prod_1 [(1 + IPCM_n - X_1) \times (1 + \Delta NC_n)] \quad (38)$$

Разделение этих расходов между распределительными электросетями высокого, среднего и низкого напряжения осуществляется пропорционально количеству электроэнергии, распределенной конечным потребителям, электроустановки которых подключены к соответствующему уровню напряжения распределительных электросетей.

26. Стоимость технологического расхода и потерь электроэнергии в распределительных электросетях (CPD) для каждого год «n» определяется RED в целом по распределительным электросетям и отдельно по каждому типу распределительной электросети (высокого, среднего и низкого напряжения) исходя из количества электроэнергии, которое необходимо закупить для покрытия технологического расхода и допустимых потерь электроэнергии в распределительных электросетях и средней цены закупки электроэнергии в году «n» для покрытия этих нужд. То есть, каждый год «n» для каждого типа распределительной электросети стоимость технологического расхода и

потерь электроэнергии в распределительных электросетях определяется согласно формулам:

1) для распределительных электросетей высокого напряжения:

$$CPD_{nit} = PD_{nit} \times PE_n \quad (39)$$

2) для распределительных электросетей среднего напряжения:

$$CPD_{nmt} = PD_{nmt} \times PE_n \quad (40)$$

3) для распределительных электросетей низкого напряжения:

$$CPD_{njt} = PD_{njt} \times PE_n \quad (41)$$

где:

CPD_{nit} ; CPD_{nmt} ; CPD_{njt} – стоимость технологического расхода и потерь электроэнергии в распределительных электросетях высокого, среднего и низкого напряжения;

PE_n – средняя цена закупки RED электроэнергии в году «n», предназначенной для покрытия технологического расхода и потерь электроэнергии в распределительных электросетях. Средняя цена закупки электроэнергии определяется на входе в распределительных электросетях, исходя из цен приобретения электроэнергии у местных производителей или по импорту, в соответствующих случаях, тарифа на оказание услуг по передаче электроэнергии и потерь электроэнергии в передающей электросети (если эти потери не включены в тариф на оказание услуг по передаче электроэнергии);

PD_{nit} ; PD_{nmt} ; PD_{njt} – технологические расходы и средние ежегодные допустимые потери электроэнергии в распределительных электросетях высокого, среднего и низкого напряжения, выраженные в кВт·ч. Эти затраты и потери электроэнергии состоят из двух компонентов:

1 – технологический расход и технические потери электроэнергии в распределительных электросетях;

2 – коммерческие потери электроэнергии в распределительных электросетях.

27. Технологический расход и технические потери электроэнергии в распределительных электросетях определяются RED в соответствии с Инструкцией расчета технологического расхода электрической энергии в электрических сетях, утвержденной Постановлением НАРЭ № 190 от 30 августа 2005 года, в целом и для каждого типа электросети в отдельности согласно результатам 2012 года и утверждается НАРЭ в процентном соотношении к количеству входящей в распределительные электросети электроэнергии, неизменных на весь период действия Методологии. В отношении коммерческих потерь Методология предусматривает для первых двух лет действия Методологии уровень в 2,0% от общего количества входящей в распределительные электросети электроэнергии, для последующих двух лет – 1,5%, а в впоследствии – 1,0%. Технологические расходы и потери электроэнергии в кВт·ч, рассчитанные в целом по распределительным электросетям должны равняться сумме этих потерь, рассчитанных отдельно по распределительным электросетям высокого, среднего и низкого напряжения. То есть:

$$PD_{nt} = PD_{nit} + PD_{nmt} + PD_{njt} \quad (42)$$

где:

PD_{nt} – технологический расход и потери электроэнергии, рассчитанные в целом по всем распределительным электросетям.

28. В коммерческие, общие и административные расходы RED (CGA) входят расходы, связанные с оплатой труда сотрудников службы маркетинга, административно-

управленческого персонала, материальными затратами, техническим обслуживанием и эксплуатацией активов коммерческого и административного характера, расходы на телерадиокоммуникации коммерческого характера, общего и административного назначения, комиссионных выплат банкам и почте за оказанные услуги, канцелярские расходы, расходы на охрану и обеспечение безопасности, обслуживание служебного автотранспорта, командировки персонала отдела маркетинга и управления, расходы, связанные с подготовкой и переподготовкой кадров, и другие необходимые и оправданные затраты и расходы для осуществления деятельности по распределению электроэнергии. Эти расходы определяются RED для первого года действия Методологии – базовый год (CGA_0), утверждаются НАРЭ на весь период действия Методологии и каждый последующий год «п» пересматриваются в соответствии с формулой:

$$CGA_n = CGA_0 \times \prod (1 + IPCM_n - X_1) \quad (43)$$

29. Другие расходы на распределение (AC_n) включают расходы, связанные с созданием оборотного фонда, уплаты налогов и пошлин, которые согласно законодательству относятся к расходам. Эти расходы определяются для каждого года в отдельности согласно формуле:

$$AC_n = CFR_n + T_n \quad (44)$$

где:

T_n – налоги, пошлины и другие обоснованные и необходимые платежи для уплаты в году «п», которые согласно законодательству относятся к расходам;

CFR_n – расходы, связанные с оборотным фондом в году «п», которые определяются согласно формуле:

$$CFR_n = \frac{\alpha}{365} \times (CDD_n + CGA_n + T_n - UAD_n) \times R_{rn} \quad (45)$$

где:

α – необходимость в оборотных фондах, выраженная в днях годового фактурирования. Методологией устанавливается $\alpha = 10$ дней, определяемого на основании порядка оплаты поставщиками услуг по распределению электроэнергии согласно действующим нормативным актам и порядка оплаты для нужд RED (приобретение материалов, оплата услуг, другие платежи);

R_{rn} – уровень рентабельности активов в году «п», определяемый в соответствии с положениями раздела 6 Методологии.

Раздел 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

30. Методология предусматривает, что рентабельность RED в каждом году «п» определяется исходя из чистой стоимости основных средств и нематериальных активов, связанных с деятельностью по распределению электроэнергии, и исходя из уровня рентабельности активов, согласно формуле:

1) для RED «Union Fenosa»:

$$RA_n = VNAD_n \times R_{rn} \times LeiD_n = (VNAD_{en} + VNAD_{in}) \times R_{rn} \times LeiD_n \quad (46)$$

где:

$VNAD_n$ – чистая регламентированная стоимость в году «п» основных средств и нематериальных активов RED, используемых для осуществления деятельности по распределению электроэнергии;

$VNAD_{en}$ – чистая регламентированная стоимость в году «n» изначально существующих основных средств, используемых для осуществления деятельности по распределению электроэнергии, которые в период 2013-2014 гг. равна 27,3 млн. долларов США, а в последующем периоде будет равняться нулю;

$VNAD_{in}$ – чистая регламентированная стоимость в году «n» новых основных средств и нематериальных активов для распределения, введенных в эксплуатацию с 2000 года и до конца года «n-1» в результате осуществленных инвестиций в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами и принятых в расчет в этом периоде для тарифных целей. Чистая стоимость активов определяется как разница между первоначальной стоимостью активов, введенных в эксплуатацию в рассматриваемом периоде в строгом соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами, и накопленным за этот период износом (амортизацией) этих активов согласно формуле:

$$VNAD_{in} = \sum_{k=1}^m VIAD_{kn-1} - DFn_{n-1} \quad (47)$$

где:

DFn_{n-1} – износ (амортизация) новых активов для распределения, накопленный со дня введения в эксплуатацию и до конца года «n-1»;

Rr_n – регламентированный уровень рентабельности активов в году «n»;

2) для RED «Nord» и RED «Nord-Vest»:

$$RA_n = VNAD_n \times Rr_n = (VNAD_{en} + VNAD_{in}) \times Rr_n \quad (48)$$

где:

$VNAD_{en}$ – чистая регламентированная стоимость в году «n» изначально существующих основных средств, которые определяются согласно формуле:

$$VNAD_{en} = VNAD_{ei} - (VNAD_{ei} \times 0,067DV_{n-1}) \quad (49)$$

где:

DV_{n-1} – период эксплуатации существующих активов с 2003 года и до года «n-1»;

$VNAD_{ei}$ – чистая регламентированная стоимость основных средств, существующих на 01.01.2003 года, связанных с деятельностью по распределению электроэнергии. Эта стоимость определяется согласно формуле:

$$VNAD_{ei} = VNA_{et} - VNA_{ef} \quad (50)$$

где:

VNA_{et} – чистая стоимость всех основных средств, функционирующих на 01.01.2003 года. Эта стоимость составляла: для RED «Nord» – 182,1 млн.леев и для RED «Nord-Est» – 125,7 млн.леев;

VNA_{ef} – чистая стоимость основных средств, существующих на 01.01.2013 года, но предназначенных для осуществления деятельности по поставке электроэнергии или других видов деятельности, отличных от деятельности по распределению электроэнергии;

$VNAD_{in}$ – чистая регламентированная стоимость в году «n» новых основных средств и нематериальных активов для распределения, введенных в эксплуатацию с 2003 года и до конца года «n-1» в результате осуществленных инвестиций в соответствии с утвержденными НАРЭ инвестиционными планами и принятых в расчет для тарифных целей в этом периоде. Эта стоимость определяется согласно формуле (47) Методологии.

31. В случае переоценки основных средств и нематериальных активов (как существующих так и новых), их чистая стоимость, принятая в расчете рентабельности, определяется по формуле:

$$VNAD_n = \frac{VNAD_m}{K} \quad (51)$$

где:

$VNAD_m$ – чистая стоимость в году «n» долгосрочных основных средств и нематериальных активов после переоценки;

K – коэффициент изменения стоимости активов в результате переоценки. Этот коэффициент определяется на дату осуществления переоценки исходя из соотношения балансовой стоимости основных средств и нематериальных активов, определяемой после переоценки, и их балансовой стоимости, существовавшей до переоценки.

32. Регламентированный уровень рентабельности на каждый год «n» определяется на основании метода средневзвешенной стоимости капитала (WACC) до налогообложения согласно следующей формуле:

$$Rrn = \frac{Ke}{(1 - \frac{t}{100})} \times \frac{E}{(E + D)} + Kd \times \frac{D}{(E + D)} \quad (52)$$

где:

Ke – стоимость собственного капитала после налогообложения, %;

Kd – стоимость заемного капитала;

E – собственный капитал;

D – заемный капитал;

t – таксы подоходного налога, применяемые в отношении RED согласно положениям Налогового кодекса.

Показатели, формулы и источник определения значений представлены в приложении № 1 к Методологии.

33. Методология устанавливает следующие требования для инвестиционных планов, утверждаемые НАРЭ в тарифных целях:

1) Ежегодно RED до 1 ноября разрабатывают и представляют на утверждение НАРЭ инвестиционный план на следующий год, разработанный в соответствии с установленными принципами, в котором в обязательном порядке будут представлены:

а) инвестиционные разделы и объекты, запланированная инвестиционная стоимость в целом и по каждому инвестиционному разделу в отдельности, источники финансирования;

б) краткое описание инвестиций, обоснование необходимости, их стоимость и цели, которые будут достигнуты в результате осуществления инвестиций (улучшение качества и надежности электроснабжения конечных потребителей, подключение к сети и электроснабжение новых конечных потребителей, сокращение количества и времени перерывов в электроснабжении, сокращение потерь электроэнергии в распределительных электросетях, сокращение расходов на распределение, коммерческих, общих и административных расходов и т.д.);

2) НАРЭ утверждает ежегодные инвестиционные планы не позднее 30 ноября и вправе не принимать инвестиционные планы, представленные предприятиями, или отдельные инвестиции из этих планов в случаях, если инвестиции:

а) не соответствуют требованиям, предусмотренным в п.1;

б) не относятся к регулируемой деятельности;

с) относятся к закупкам или работам, которые должны быть отнесены к расходам;

д) должны быть восстановлены RED за счет страховых компаний (страхования, включенные в тариф) по решению судебных инстанций и т.д.;

е) не являются обязательными, не аргументированы, не приносят экономическую выгоду и ведут только к повышению тарифов.

3) В январе-феврале каждого рассматриваемого года RED представляют НАРЭ отчет о выполнении инвестиционного плана, утвержденного НАРЭ за прошедший год, в котором отражаются предусмотренные планом инвестиции и фактически сданные в эксплуатацию, их стоимость, ежегодный износ и достигнутые результаты.

4) Инвестиции, осуществленные в соответствии с инвестиционным планом, утвержденным НАРЭ, включаются в расчет тарифов в соответствии с положениями Методологии, а инвестиции, осуществленные вне инвестиционного плана, могут быть взяты в расчет только в тех случаях, в которых они принесут дополнительную экономическую выгоду по сравнению с целями, предусмотренными в плане, и адекватной стоимостью этих инвестиций.

Раздел 7

УТВЕРЖДЕНИЕ, ПЕРЕСМОТР И ПРИМЕНЕНИЕ ТАРИФОВ

34. Тарифы на услуги по распределению электроэнергии определяются RED ежегодно и утверждаются Административным советом НАРЭ в соответствии с положениями Методологии. Для этого в начале каждого года RED представляют НАРЭ расчет тарифов, выполненный в соответствии с Методологией. НАРЭ рассматривает представленные RED материалы и в случае их соответствия положениям Методологии уточняет, утверждает и публикует новые тарифы не позднее 1 апреля, которые вступают в силу и фактически будут применяться с даты опубликования Постановления Административного совета НАРЭ в Официальном мониторе Республики Молдова.

35. RED имеют право требовать у НАРЭ пересмотра тарифов в течение года в случаях наличия объективных факторов, неподконтрольных предприятиям (изменение цен на приобретение электроэнергии, колебания обменного курса национальной валюты, принятие законодательных актов, устанавливающих дополнительные обязанности для RED и приводящих к увеличению затрат по распределению и др.), которые обосновывают соответствующий пересмотр и приводят к отклонению более чем на 3 процента от годовой стоимости распределения, установленной в тарифах. В этом случае RED представляют в НАРЭ анализ факторов влияния и отклонений между параметрами, которые применялись при расчете тарифа, и реально зарегистрированными, а НАРЭ в этих случаях вправе пересмотреть тарифы один раз в полугодие или чаще по мере необходимости в зависимости от уровня влияния на тарифы объективных факторов.

36. В случае, если в определенном году на национальном уровне изменится гарантированный минимальный размер заработной платы в реальном секторе, который приведет в соответствующем году к увеличению расходов RED, связанных с оплатой труда, больше, чем пересмотренные согласно корректирующим формулам, эти расходы в соответствующем году пересматриваются исходя из нового гарантированного размера отраслевого коэффициента, количества и категории персонала, режима работы и т.д.

37. В случае применения двухставочных тарифов Методология предусматривает возможность установления для конечных потребителей, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения, тарифа на услугу по распределению электроэнергии, рассчитанного на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии, который определяется согласно формуле:

$$TD_{njt}^m = \frac{TD_{njt}^b \cdot PC_{njt}}{ED_{njt}} \quad (53)$$

38. Тарифные отклонения, образованные в течение текущего года, включаются в тариф будущего года, скорректированные на уровень рентабельности (R_r), на основании значений этих отклонений, определяемых ежемесячно. В случае изменения тарифов в течение года финансовые отклонения (Dev), образованные в предыдущем периоде текущего года, в полной мере учитываются при расчете новых тарифов. При этом финансовые отклонения в тариф включаются таким образом, чтобы они были возмещены до конца текущего года.

39. В случае, если в период действия Методологии принимаются законодательные или регулирующие нормативные акты, которые повлияют на уровень затрат и расходов на распределение электроэнергии, эти изменения будут приняты во внимание НАРЭ при ежегодном пересмотре тарифов.

40. Методология предусматривает, что средства, полученные вследствие включения в тариф расходов, относящихся к износу/амортизации активов и стоимости, определенной согласно пункту 20 Методологии, будут использоваться RED только для осуществления новых инвестиций. В случае их использования в других целях НАРЭ вправе уменьшить тариф на услуги по распределению следующего года в пропорции соответствующих финансовых средств, использованных в других целях.

Приложение № 1
к Методологии расчета, утверждения и
пересмотра тарифов на оказание услуг
по распределению электроэнергии

**Показатели,
формулы и источник определения значений для расчета уровня рентабельности
активов R_r на базе средневзвешенной стоимости капитала (WACC)**

Показатели	Символ и формулы расчета	Источник определения показателей	Значение показателей
Ставка, свободная от риска, %	r_f	Ставка, свободная от риска США, средняя предыдущего года по облигациям со сроком погашения в 10 лет, опубликована Казначейством США (www.treasury.gov)	Определяется ежегодно
Ставка риска страны %	r_t	Ставка, учитывающая риск в Республике Молдова, обновленная в июне 2012 года, равна 9,0% и опубликована на: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ , в разделе: Updated Data, Data Sets, Risk Premium for Other Markets, Country Risk premium	Установленная в качестве порогового значения на весь срок действия Методологии, и равняется 9,0%. Если в определенном году опубликованное значение будет меньше порогового значения, то применяется опубликованное значение
Соотношение заемного капитала и собственного капитала	d/e	Будет применяться соотношение 35% на 65%. Является постоянным на весь период действия тарифной Методологии	0,54 на весь срок действия Методологии
Соотношение заемного	$d/(d+e)$	Определяется исходя из соотношения d/e , равного 35% на 65%	0,35 на весь срок действия

капитала ко всему капиталу			Методологии
Соотношение собственного капитала ко всему капиталу	$e/(d+e)$	Определяется исходя из соотношения d/e , равного 35% на 65%	0,65 на весь срок действия Методологии
Систематический риск отрасли (без учета кредитования)	β	Средняя величина, соответствующая компаниям энергетического сектора США, опубликованная ежегодно на: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ в разделе: Data Sets, Levered an unlevered Betas by Industry	0,47 на весь срок действия Методологии
Ставка подоходного налога	t	Согласно Налоговому кодексу	Определяется ежегодно
Систематический риск отрасли, с учетом кредитования	βd	Определяется согласно формуле: $\beta d = \beta + d/e \times \beta (1-t)$	Определяется ежегодно
Премия за риск, характерная рынку, %	$(rm-rf)$	Премия за риск, характерная рынку. Определяется в январе 2013 года как среднеарифметическая величина последних 10 лет в США (Stock-T. Bills) и опубликована на: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ в разделе: Data Sets, Historical Return on Stocks, Bonds and Bills, Arithmetic Average, Risk Premium	Постоянная на весь срок действия Методологии
Стоимость собственного капитала, %	K_e	Определяется согласно формуле: $K_e = rf + rt + \beta d \times (rm-rf)$	Определяется ежегодно
Стоимость заемного капитала, %	K_d	Годовая стоимость заемного капитала предприятия. Определяется ежегодно как средняя величина, рассчитанная на основании текущей процентной ставки полезного и хорошо управляемого кредита на подходящем национальном или международном фондовом рынке. Его величина соответствует средней ставке по кредитам, предоставленным в иностранной валюте в году, предшествующем году расчета тарифа, опубликованной Национальным банком Молдовы в разделе: Монетарная статистика, Средние процентные ставки, Средняя ставка по кредитам, предоставляемых в иностранной валюте	Определяется ежегодно
Уровень рентабельности, %	R_r	Определяется согласно WACC: $R_r = WACC = K_e/(1-t) \times e/(d+e) + K_d \times d/(d+e)$	Определяется ежегодно

[Приложение №1 изменено ПМО60 от 22.03.13, МО60-63/22.03.13 ст.85]

МЕТОДОЛОГИЯ
расчета, утверждения и пересмотра регулируемых тарифов
на поставку электроэнергии

Раздел 1
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Методология расчета, утверждения и пересмотра регулируемых тарифов на поставку электроэнергии (далее – Методология) направлена на установление порядка расчета регулируемых тарифов на поставку электроэнергии.

2. Методология устанавливает:

1) принципы и алгоритм расчета регулируемых тарифов на поставку электроэнергии;

2) способ определения, согласования и утверждения регулируемых тарифов на поставку электроэнергии, дифференцированных по уровням напряжения распределительных электросетей, по которым электроэнергия поставляется конечным потребителям, в зависимости от зоны потребления и способа оплаты за поставляемую электроэнергию конечным потребителям;

3) состав, способ определения и включение в регулируемые тарифы на поставку электроэнергии затрат и расходов Поставщика электроэнергии по регулируемым тарифам (далее – Поставщик), относящимся только к деятельности по поставке электроэнергии;

4) способ определения стоимости приобретаемой электроэнергии, затрат, связанных с предоставлением Поставщику услуг по передаче и услуг по распределению электроэнергии оператором передающей сети и системы и оператором распределительной сети;

5) способ определения и утверждения затрат и расходов Поставщика, связанных только с деятельностью по поставке электроэнергии на первый, базовый год действия Методологии;

6) способ пересмотра затрат и расходов Поставщика, связанных с деятельностью по поставке электроэнергии, на последующий период после базового года.

Раздел 2
ПРИНЦИПЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ТАРИФОВ

3. Методология основывается на следующих регулирующих принципах:

1) функциональное и бухгалтерское разделение, а в дальнейшем и юридическое разделение в соответствии с положениями Закона об электроэнергии деятельности по поставке электроэнергии от деятельности по распределению электроэнергии и от других регулируемых или нерегулируемых видов деятельности, осуществляемых Поставщиком;

2) эффективное функционирование и обеспечение жизнеспособности Поставщика;

3) определение реальных затрат на приобретение электроэнергии, затрат, связанных с предоставлением Поставщику услуг по передаче и услуг по распределению электроэнергии, затрат и расходов, строго необходимых для осуществления регулируемой деятельности по поставке электроэнергии, с исключением из процедуры расчета всех экономически неоправданных затрат и расходов и/или ненужных для поставки электроэнергии;

4) осуществление деятельности по поставке электроэнергии в условиях эффективности и надежности;

5) включение в регулируемые тарифы на поставку электроэнергии только реальных

затрат и расходов, строго необходимых для покупки, передачи, распределения и поставки электроэнергии по электросетям соответствующего уровня напряжения, к которым подключена электроустановка конечного потребителя;

6) постепенное устранение существующего перекрестного субсидирования;

7) прозрачность в процессе регулирования тарифов.

Раздел 3 РАСЧЕТ ТАРИФОВ

4. Средний тариф на поставку электроэнергии (TFC_{mn}) всем потребителям, которых обслуживает Поставщик в регулируемый год «n», определяется исходя из дохода, который должен получить Поставщик для покрытия реальных затрат и расходов, необходимых для поставки электроэнергии и получения разумной прибыли. Таким образом, рассматриваемый тариф будет определяться согласно следующей формуле:

$$TFC_{mn} = \frac{VF_n}{EFC_n} = \frac{CFT_n + RF_n}{EFC_n} \quad (1)$$

где:

VF_n – регламентированный доход, который должен получить Поставщик в году «n» в результате поставки электроэнергии всем обслуживаемым потребителям. Настоящая Методология предусматривает, что поставка электроэнергии может выполняться Поставщиком в пунктах входа в передающие электросети, у пунктов выхода из передающих электросетей и у пунктов выхода из распределительных электросетей. Таким образом:

$$VF_n = VF_{not} + VF_{ntr} + VF_{nd} \quad (2)$$

где:

VF_{not} – доход Поставщика в году «n» от поставки электроэнергии потребителям в пунктах входа в передающие электросети;

VF_{ntr} – доход Поставщика в году «n» от поставки электроэнергии потребителям у пунктов выхода из передающих электросетей, электроустановки которых напрямую подключены к передающим электросетям;

VF_{nd} – доход Поставщика в году «n» от поставки электроэнергии потребителям у пунктов выхода из распределительных электросетей, который определяется согласно формуле:

$$VF_{nd} = VF_{nit} + VF_{nmt} + VF_{njt} \quad (3)$$

где:

VF_{nit} – доход от поставки электроэнергии конечным потребителям в году «n», электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения;

VF_{nmt} – доход от поставки электроэнергии конечным потребителям в году «n», электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего напряжения;

VF_{njt} – доход от поставки электроэнергии конечным потребителям в году «n», электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения;

CFT_n – общие затраты и расходы Поставщика, связанные с поставкой электроэнергии, которые определяются согласно формуле:

$$CFT_n = CEP_n + CST_n + CSD_n + CSF_n - Dev_{n-1} \quad (4)$$

где:

CEP_n – стоимость электроэнергии, приобретенной Поставщиком в году «n», для ее поставки всем потребителям;

CST_n – затраты, понесенные Поставщиком в году «n», за услуги по передаче электроэнергии, предоставленные ему через передающие электросети оператором передающей сети и системы;

CSD_n – затраты, понесенные Поставщиком в году «n», за услуги по распределению электроэнергии, предоставленные Поставщику оператором распределительной сети;

CSF_n – общие расходы и затраты Поставщика, необходимые для осуществления деятельности по поставке электроэнергии в году «n»;

Dev_{n-1} – составляющая, которая примет во внимание тарифные отклонения Поставщика, положительные (+) или отрицательные (-), образованные в году «n-1» (предыдущий период регулирования), которые необходимо включить в расчеты тарифов в году «n» (период, для которого устанавливаются тарифы). Эти отклонения могут возникнуть в результате разницы между прогнозными параметрами при установлении тарифов в году «n-1» и реально полученными в году «n-1»;

RF_n – регулируемая прибыль, которую необходимо получить Поставщику в году «n» от поставки электроэнергии, которая определяется, устанавливается и утверждается Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике (далее – НАРЭ) с соблюдением принципов, установленных в Законе об электроэнергии. Утвержденное Постановление публикуется в Официальном мониторе Республики Молдова в соответствии со ст.14, абзац (8) Закона об электроэнергии;

EFC_n – количество электроэнергии, поставленной в году «n» всем потребителям, обслуживаемым Поставщиком, определяемое согласно формуле:

$$EFC_n = EFC_{not} + EFC_{ntr} + EFC_{ndr} \quad (5)$$

где:

EFC_{not} – количество электроэнергии, поставляемой Поставщиком в году «n», в пунктах входа в передающие электросети оператора передающей сети и системы;

EFC_{ntr} – количество электроэнергии, поставляемой в году «n», у пунктов выхода из передающих электросетей оператора передающей сети и системы;

EFC_{ndr} – количество электроэнергии, поставляемой у пунктов выхода из распределительных электросетей, которое определяется согласно формуле:

$$EFC_{ndr} = EFC_{nit} + EFC_{nmt} + EFC_{njt} \quad (6)$$

где:

EFC_{nit} – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения (ИТ), которые охватывают распределительные электросети, соответствующие напряжению 35-110 кВ;

EFC_{nmt} – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего напряжения (МТ), которые охватывают распределительные электросети, соответствующие напряжению 6-10 кВ;

EFC_{njt} – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения (НТ), которые охватывают распределительные электросети, соответствующие напряжению 0,4 кВ и ниже.

5. Регулируемые тарифы на поставку электроэнергии определяются и утверждаются

таким образом, чтобы каждая категория конечных потребителей оплачивала только реальные расходы, необходимые для приобретения электроэнергии, ее передачи, распределения и поставки в разграничительные пункты или места потребления конечных потребителей в зависимости от уровня напряжения электросетей, к которым подключены электроустановки потребителей. Эти тарифы могут быть как одноставочные, так и двухставочные.

6. Одноставочный тариф на поставку электроэнергии отражает затраты Поставщика на 1 кВт·ч (леев/кВт·ч). В этом случае доходы Поставщика за регулируемый год «п» от поставки электроэнергии конечным потребителям электроэнергии и, соответственно, платежи, которые должны оплатить все конечные потребители за потребляемую электроэнергию, определяются согласно формуле:

$$VF_n = PAC_n = \sum EFC_{nk} \cdot TFC_{nk}^m \quad (7)$$

где:

PAC_n – оплата, которую должны произвести все конечные потребители Поставщика за поставляемую (потребляемую) электроэнергию в году «п»;

EFC_{nk} – общее количество поставляемой электроэнергии в году «п» конечными потребителями категории «к»;

TFC_{nk}^m – регулируемый одноставочный тариф на поставляемую электроэнергию в году «п» конечным потребителям категории «к». Этот тариф определяется:

1) За поставляемую электроэнергию в пунктах входа в передающие электросети (оператору передающей сети и системы для покрытия технологических расходов и потерь электроэнергии в передающих электросетях или другим потребителям):

$$TFC_{not} = \frac{VF_{not}}{EFC_{not}} = \frac{CEP_n + CSF_n - Dev_{n-1} + RF_n}{EFC_n} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n \quad (8)$$

где:

TF_n – тариф на осуществление Поставщиком деятельности по поставке электроэнергии, который определяется согласно формуле:

$$TF_n = \frac{CSF_n - Dev_{n-1} + RF_n}{EFC_n} \quad (9)$$

2) За электроэнергию, поставляемую у пунктов выхода из передающих электросетей (конечным потребителям, электроустановки которых подключены непосредственно к передающим электросетям, операторам распределительных сетей для покрытия технологических расходов и потерь электроэнергии в распределительных электросетях):

$$TFC_{ntr} = \frac{VF_{ntr}}{EFC_{ntr}} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n + \frac{CST_n}{EFC_n - EFC_{not}} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n + TT_n \quad (10)$$

где:

TT_n – тариф на предоставление Поставщику оператором передающей сети и системы услуг по передаче электроэнергии в году «п», утвержденный НАРЭ в соответствии с законом. Этот тариф включает также стоимость электроэнергии, приобретаемой

оператором передающей сети и системы для покрытия технологических расходов и потерь электроэнергии в передающих электросетях.

3) За поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения (HT):

$$TFC_{nit}^m = \frac{VF_{nit}}{EFC_{nit}} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n + TT_n + TD_{nit}^m \quad (11)$$

где:

TD_{nit}^m – тариф на услугу по распределению электроэнергии, оказанную Поставщику в году «n» операторами распределительных сетей через распределительные электросети высокого напряжения, рассчитанный на 1 кВт·ч и утвержденный НАРЭ в соответствии с законом.

4) За поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего напряжения (MT):

$$TFC_{nmt}^m = \frac{VF_{nmt}}{EFC_{nmt}} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n + TT_n + TD_{nmt}^m \quad (12)$$

где:

TD_{nmt}^m – тариф на услугу по распределению электроэнергии, оказанную Поставщику в году «n» операторами распределительных сетей через распределительные электросети среднего напряжения, рассчитанный на 1 кВт·ч и утвержденный НАРЭ в установленном законом порядке.

5) За поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения (JT):

$$TFC_{njt}^m = \frac{VF_{njt}}{EFC_{njt}} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n + TT_n + TD_{njt}^m \quad (13)$$

где:

TD_{njt}^m – тариф на услугу по распределению электроэнергии, оказанную Поставщику в году «n» операторами распределительных сетей по распределительным электросетям низкого напряжения, рассчитанный на 1 кВт·ч и утвержденный НАРЭ в установленном законом порядке.

7. В случае двухставочных тарифов на поставку электроэнергии расходы Поставщика делятся между двумя компонентами тарифа:

- 1) тариф на поставляемую электроэнергию, леев/кВт·ч;
- 2) тариф на договорную мощность, леев/кВт

В этом случае доходы Поставщика от поставки электроэнергии конечным потребителям по распределительным электросетям (VF_{nd}) и, соответственно, необходимая оплата за поставляемую энергию в году «n», которую должны осуществлять конечные потребители, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям (PAC_{nd}), определяются исходя из поставляемой (потребляемой) электроэнергии, а также

исходя из максимальной договорной мощности, заявленной конечными потребителями, согласно формуле:

$$VF_{nd} = PAC_{nd} = EFC_{nd} \times TFE_{nd} + \sum TP_{nk} \times PC_{nk} \quad (14)$$

где:

EFC_{nd} – количество поставляемой электроэнергии конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям («IT», «MT», «JT»);

TFE_{nd} – тариф на поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям, леев/кВт·т. Этот тариф определяется согласно формуле:

$$TFE_{nd} = \frac{CEP_n}{EFC_n} + TF_n + TT_n \quad (15)$$

где:

PC_{nk} – максимальная договорная мощность, заявленная в году «n» конечными потребителями, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям, соответствующим уровню напряжения «к»;

TP_{nk} – тариф в году «n» на заявленную электрическую мощность, относящийся к распределительным электросетям с уровнем напряжения «к». Тарифы на заявленную электрическую мощность определяются в соответствии с Методологией расчета, утверждения и пересмотра тарифов на услуги по распределению электроэнергии и утверждаются НАРЭ в установленном законом порядке в леях/кВт/месяц по каждому уровню напряжения распределительных электросетей («IT», «MT» и «JT»).

8. Как одноставочные тарифы на поставку электроэнергии, так и двухставочные тарифы могут быть дифференцированы в зависимости от часов потребления. Тарифы на поставку электроэнергии в зависимости от часов потребления определяются Поставщиком и утверждаются НАРЭ согласно закону исходя из условий, предусмотренных в контрактах на приобретение электроэнергии у местных производителей, и по импорту, относительно закупочных цен на электроэнергию, дифференцированных в зависимости от часов потребления (дневные часы, ночные часы и часы пик). В этом случае тарифы на поставку электроэнергии определяются в соответствии с формулами (8), (10)–(15) Методологии, для каждого интервала часов потребления исходя из стоимости приобретаемой электроэнергии, которая определяется отдельно для каждого интервала часов потребления, в то время как другие компоненты тарифа не зависят от часов потребления.

Раздел 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ И РАСХОДОВ

9. Как уже было отмечено в п.4 Методологии, в состав всех затрат и расходов Поставщика включено следующее: стоимость электроэнергии, приобретаемой Поставщиком для поставки в регулируемый год «n» всем потребителям (CEP_n), затраты за предоставленные Поставщику оператором передающей сети и системы услуги по передаче электроэнергии (CST_n), затраты за предоставленные Поставщику оператором распределительной сети услуги по распределению электроэнергии (CSD_n), а также затраты и расходы Поставщика, связанные с осуществлением деятельности по поставке электроэнергии (CSF_n).

10. Стоимость приобретаемой электроэнергии в регулируемый год «n» определяется исходя из количества приобретенной электроэнергии для ее поставки всем потребителям, которых обслуживает Поставщик, и закупочных цен на эту электроэнергию, согласно

формуле:

$$CEP_n = EP_n \times PE_n \quad (16)$$

где:

EP_n – общее количество электроэнергии, которую Поставщик должен приобрести в году «n» для снабжения всех потребителей, обслуживаемых Поставщиком, а также по необходимости и оператора передающей сети и системы и операторов распределительных сетей;

PE_n – средняя цена закупки электроэнергии Поставщиком в году «n» от местных производителей и по импорту. Эта цена основывается на ценах, утвержденных НАРЭ в случае покупки электроэнергии у регулируемых отечественных производителей, и на ценах, предусмотренных в договорах о покупке электроэнергии, в случае покупки импортируемой электроэнергии, а также у тех производителей, цены которых не регламентированы. Эта цена определяется следующим образом:

$$PE_n = \frac{\sum (PER_n \times EPR_n + PELS_n \times EPL_n + PEB_n \times EPB_n)}{EPT_n} \quad (17)$$

где:

PER_n – средневзвешенная цена покупки электроэнергии Поставщиком в году «n» от местных производителей, цены которых регулируются государством, леев/кВтч;

EPR_n – количество электроэнергии, приобретаемой Поставщиком в году «n» от местных производителей, цены которых регулируются государством;

$PELS_n$ – средневзвешенная цена со стимулом закупки Поставщиком в году «n» импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из местных источников по свободным (нерегулируемым) рыночным ценам, леев/кВтч. Эта цена определяется по формуле:

$$PELS_n = PEL_n + K \times (PEL_{n-1} - PEL_n) \quad (18)$$

где:

PEL_n – средневзвешенная цена закупки Поставщиком в году «n» импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из местных источников по свободным рыночным ценам, леев/кВтч;

PEL_{n-1} – фактическая средневзвешенная цена закупки Поставщиком в предыдущем году (n-1) импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из местных источников по свободным рыночным ценам, леев/кВтч;

K – коэффициент стимулирования, который равен 0,5 в случае, если PEL_n меньше чем PEL_{n-1} . Во всех остальных случаях $K=0$. Коэффициент стимулирования предусматривает только стимулирование эффективного управления закупок электроэнергии Поставщиком таким образом, чтобы закупочные цены были наиболее низкими на рынке. Не будут учитываться для определения стимулирующего фактора снижения цен по сравнению с предыдущим годом в результате изменения валютного курса молдавского лея по отношению к валюте, по которой приобретается энергия, в результате переговоров, проводимых правительственными органами, в результате снижения цен на международном энергетическом рынке, а также другие снижения цен, которые не связаны напрямую с действиями Поставщика;

EPL_n – количество импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из отечественных источников, приобретаемой Поставщиком в году «n» по свободным рыночным ценам;

PEB_n – средневзвешенная цена на электроэнергию, которую Поставщик должен

заплатить в году «п» за электроэнергию, поставляемую оператором передающей сети и системы для балансирования дефицита электроэнергии на внутреннем рынке Поставщика;

EPB_n – количество электроэнергии, поставляемой в году «п» оператором передающей сети и системы для балансирования дефицита электроэнергии на внутреннем рынке Поставщика;

EPT_n – общее количество приобретаемой Поставщиком электроэнергии в году «п». Количество приобретаемой электроэнергии должно быть равным количеству электроэнергии, поставляемой Поставщиком всем потребителям. То есть:

$$EPT_n = EFC_n \quad (19)$$

11. Затраты, понесенные Поставщиком за услуги по передаче электроэнергии, предоставляемые оператором передающей сети и системы, определяются согласно формуле:

$$CST_n = ET_n \times TT_n \quad (20)$$

где:

ET_n – количество электроэнергии Поставщика, транспортированной оператором передающей сети и системы в году «п» по передающим электросетям.

12. Затраты, понесенные Поставщиком на услуги по распределению электроэнергии, предоставляемые операторами распределительных сетей, определяются согласно формуле:

$$CSD_n = EFC_{nit} \times TD_{nit} + EFC_{nmt} \times TD_{nmt} + EFC_{njt} \times TD_{njt} \quad (21)$$

где:

TD_{nit} ; TD_{nmt} ; TD_{njt} – тариф на предоставление операторами распределительных сетей услуги по распределению электроэнергии в году «п» через распределительные электросети высокого напряжения, среднего напряжения и низкого напряжения, утвержденный НАРЭ в установленном законом порядке.

13. Общие затраты и расходы Поставщика, необходимые для осуществления деятельности по поставке электроэнергии в регулируемом году «п» (CSF_n) включают:

1) расходы, связанные с заключением и выполнением договоров на закупку, договоров на поставку электроэнергии всем потребителям, договоров на передачу и договоров на распределение электроэнергии, других договоров, связанных с деятельностью по поставке электроэнергии;

2) расходы и затраты, связанные с фактурированием и сбором платежей за электроэнергию, поставляемую потребителям, фактурированием и оплатой счетов за приобретаемую электроэнергию, за предоставление услуг по передаче и услуг по распределению электроэнергии;

3) расходы на обеспечение базы данных для управления потребителями, организацию и проведение работы с потребителями (коммерческие центры, службы информации для потребителей, операторы передающей сети и системы, операторы распределительных сетей и других уполномоченных учреждений);

4) износ основных средств и амортизация нематериальных активов, расходы на содержание и эксплуатацию основных средств и нематериальных активов, связанные с деятельностью по поставке электроэнергии;

5) другие коммерческие расходы, непосредственно связанные с поставкой электроэнергии;

6) общие и административные расходы Поставщика, связанные с деятельностью по поставке электроэнергии.

14. В то же время все затраты и расходы, непосредственно связанные с деятельностью по поставке, указанные в п.13 Методологии, состоят из затрат на оплату труда (CRF), материальных затрат (CMF), затрат на предоставление услуг третьими лицами (CSP), износа основных средств и амортизации долгосрочных нематериальных активов (UA), а также из других расходов на поставку электроэнергии (ACF). Таким образом, общие затраты и расходы, связанные с деятельностью по поставке электроэнергии в году «n», можно определить согласно формуле:

$$CSF_n = CRF_n + CMF_n + CSP_n + UA_n + ACF_n \quad (22)$$

15. В затраты, связанные с оплатой труда персонала Поставщика, включены как затраты на оплату труда, так и соответствующие налоги, предусмотренные законодательством (обязательные взносы государственного социального страхования и взносы обязательного медицинского страхования). Общие затраты на оплату труда определяются Поставщиком для первого года действия Методологии, базовый год (CRF_0), исходя из: необходимого количества сотрудников для нормального осуществления деятельности по поставке электроэнергии; их квалификационной категории; гарантированного минимального размера заработной платы в реальном секторе; отраслевых коэффициентов сложности; распорядка и условий труда; тарифов на обязательные взносы государственного социального страхования и взносы обязательного медицинского страхования, других выплат и надбавок, установленных законодательством. Эти затраты определяются Поставщиком на первый год действия Методологии, рассматриваются и утверждаются НАРЭ как базовые затраты на весь период действия Методологии. На каждый последующий год «n» эти затраты пересматриваются исходя из индекса потребительских цен Республики Молдова и индекса изменения количества мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком, согласно формуле:

$$CRF_n = CRF_0 \times \prod [(1 + IPCM_n) \times (1 + \Delta NC_n)] \quad (23)$$

где:

$IPCM_n$ – индекс потребительских цен в РМ в году «n»;

ΔNC_n – индекс изменения количества мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком в году «n», который определяется согласно формуле:

$$\Delta NC_n = \frac{NC_n - NC_{n-1}}{NC_{n-1}} \quad (24)$$

где:

NC_n – количество мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком в регулируемом году «n»;

NC_{n-1} – количество мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком за прошедший год.

В случае если на национальном уровне произойдет изменение гарантированного минимального размера заработной платы в реальном секторе, которое повлечет в соответствующем году большее увеличение затрат, связанных с оплатой труда, относительно затрат, пересмотренных согласно формуле, эти затраты в соответствующем году корректируются с учетом нового гарантированного минимального размера отраслевого коэффициента, количества и категории сотрудников, рабочего распорядка и др.

16. Общие материальные затраты Поставщика, необходимые для осуществления деятельности по поставке электроэнергии, определяются Поставщиком на первый год

действия Методологии (CMF_0) исходя из количества каждого вида необходимого материала, определяемого на основании норм использования, и анализа материалов, используемых Поставщиком в предыдущий регулируемый период для обслуживания потребителей, содержания и эксплуатации основных средств и нематериальных активов, а также исходя из минимальных цен на рынке в результате произведенных в соответствии с регламентом, утвержденным НАРЭ, закупок. Как и в случае затрат на оплату труда, эти затраты рассматриваются и утверждаются НАРЭ для первого года в качестве базовых затрат на весь срок действия Методологии. На каждый последующий год «n» эти затраты пересматриваются согласно следующей формуле:

$$CMF_n = CMF_0 \times \prod [(1 + HICP_n) \times (1 + \Delta NC_n)] \times \frac{LeiD_n}{LeiD_{n-1}} \quad (25)$$

где:

$HICP_n$ – индекс розничных цен США в году «n», опубликованный Министерством труда США;

$LeiD_n$ – официальный средний обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в году «n», год, на который корректируются затраты;

$LeiD_{n-1}$ – официальный средний обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в предыдущем году (n-1).

17. Общие затраты на услуги, предоставляемые третьими лицами, включают услуги, предоставляемые предприятием «Peta Moldovei» и коммерческими банками в связи с отправкой счетов-фактур, приемом платежей от потребителей за электроэнергию, услугами телефонной связи, информационными и другими услугами, которые связаны с деятельностью по поставке электроэнергии, предоставляемыми Поставщику согласно заключенным договорам с третьими лицами. Данные затраты определяются для первого года действия настоящей Методологии (CSP_0) исходя из договоров подряда, заключенных с третьими лицами в результате приобретения работ и услуг, осуществленных в соответствии с законодательством. Данные расходы рассматриваются и утверждаются НАРЭ в качестве базовых расходов на весь срок действия Методологии. Для каждого последующего года «n» данные расходы пересматриваются согласно следующей формуле:

$$CSP_n = CSP_0 \times \prod [(1 + IPCM_n) \times (1 + \Delta NC_n)] \quad (26)$$

18. Износ основных средств и амортизация нематериальных активов определяются Поставщиком ежегодно, исходя из первоначальной стоимости активов, необходимых для осуществления деятельности по поставке электроэнергии, и срока полезной службы этих активов, используя метод линейного списания, который обеспечивает равномерное начисление износа в составе затрат и расходов Поставщика в течение всего срока полезной службы основных средств и нематериальных активов согласно формуле:

$$UA_{in} = \sum_{k=1}^m \frac{VIA_{kn-1}}{DV_k} \quad (27)$$

где:

VIA_{kn-1} – первоначальная стоимость основных средств и нематериальных активов, используемых в деятельности по поставке электроэнергии, введенных в эксплуатацию до года «n-1», в результате осуществленных инвестиций, согласно инвестиционным планам, утвержденным НАРЭ;

DV_k – срок полезной службы основных средств и нематериальных активов категории «к», который должен соответствовать фактическому сроку службы актива. Вместе с тем этот срок действия не может быть меньше срока, указанного в Каталоге основных средств и нематериальных активов, утвержденном Постановлением Правительства № 338 от 21.03.2003 г.

19. Другие расходы на поставку электроэнергии (ACF_n) включают расходы, связанные с созданием оборотного фонда, уплатой налогов и пошлин, которые согласно законодательству относятся к расходам. Данные расходы определяются отдельно для каждого года согласно формуле:

$$ACF_n = CFR_n + T_n \quad (28)$$

где:

CFR_n – общие расходы, связанные с оборотным фондом в году «n», которые определяются согласно формуле:

$$CFR_n = \frac{\alpha \times (CEP_n + CST_n + CSD_n + CRF_n + CMF_n + CSP_n + T_n)}{365} \times Rdn \quad (29)$$

где:

α – необходимость в оборотном фонде, выраженная в днях фактурирования за электроэнергию. Настоящей Методологией устанавливается $\alpha = 25$ дней, параметр, определяемый на основании режима оплаты потребителями за потребляемую электроэнергию согласно действующим нормативным актам и режима оплаты нужд Поставщика (в связи с приобретением электроэнергии, услугами по передаче и распределению электроэнергии, приобретением материалов и услуг);

Rdn – средняя ставка по кредитам, предоставляемым в молдавских леях, в году «n», опубликованная Национальным банком.

T_n – налоги, пошлины и другие обоснованные платежи, которые должны быть оплачены предприятием в году «n» и которые согласно законодательству относятся к расходам.

Раздел 5

УТВЕРЖДЕНИЕ, ПЕРЕСМОТР И ПРИМЕНЕНИЕ ТАРИФОВ

20. Регулируемые тарифы на поставку электроэнергии определяются Поставщиком ежегодно и утверждаются Административным советом НАРЭ. Для этого Поставщик электроэнергии до начала следующего года представляет в НАРЭ расчет тарифов, осуществленный в соответствии с положениями настоящей Методологии и материалы, подтверждающие правильность затрат, расходов и других показателей, включенных в расчет тарифов. НАРЭ рассмотрит представленные Поставщиком материалы и, в случае установления их достоверности, а также, если произведенные расчеты доказывают необходимость изменения тарифов, уточнит, пересмотрит, утвердит и опубликует новые тарифы не позднее 1 апреля, которые вступят в силу и будут применяться после опубликования Постановления НАРЭ в Официальном мониторе Республики Молдова.

21. Поставщик вправе обратиться в НАРЭ по поводу пересмотра тарифов в течение года в случаях наличия объективных факторов, неподконтрольных ему (изменение цен на приобретение электроэнергии, колебания обменного курса национальной валюты, принятие законодательных и нормативных актов, приводящих к увеличению затрат на поставку и др.), которые обосновывают соответствующую корректировку и приводят к отклонению более чем на 1,0% от годовой стоимости поставки электроэнергии, установленной в тарифе. В этом случае Поставщик представляет в НАРЭ анализ факторов влияния и отклонений между данными, которые применялись при расчете тарифа и были

реально зарегистрированы. В этих случаях НАРЭ вправе производить корректировку тарифов один раз в полугодие или чаще по мере необходимости в зависимости от уровня влияния на тарифы объективных факторов.

22. Тарифные отклонения, образовавшиеся в течение отчетного года «n-1», включаются в тариф года «n», скорректированные исходя из среднегодового уровня процентной ставки по банковским кредитам, предоставляемым в молдавских леях (Rd_n), на основании значений этих отклонений, определяемых ежемесячно. В случае изменения тарифов в течение отчетного года, тарифные отклонения (Dev), образованные в предыдущем периоде отчетного года, учитываются в полной мере при расчете новых тарифов. В этом случае, тарифные отклонения включаются в тариф таким образом, чтобы они были возмещены до конца года.

23. Переменная Dev_{n-1} рассчитывается в каждом отчетном году для отражения финансового влияния отклонений между прогнозируемыми значениями показателей при установлении тарифа на год «n-1» и реально зарегистрированными в этом году.

24. Затраты на оплату труда, материальные затраты и затраты на услуги, предоставляемые третьими лицами на первый базовый год действия Методологии (CRF_0 ; CMF_0 ; CSP_0) определяются Поставщиком исходя из реальной необходимости в соответствии с законодательством, рассматриваются и утверждаются Административным советом НАРЭ, вступают в силу с момента опубликования и действительны на весь срок действия Методологии.

25. В случае, если в период действия Методологии принимаются законодательные акты или регулирующие нормативные акты, которые повлияют на уровень затрат и расходов на поставку электроэнергии, эти изменения будут приняты во внимание НАРЭ при ежегодном пересмотре тарифов.