



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

**об утверждении Методологии расчета и применения
регулируемых тарифов и цен на природный газ**

[Название дополнено [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

№ 678 от 22.08.2014

Мониторул Официал № 345-351/1603 от 21.11.2014

* * *

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО:

Министерство юстиции
№ 996 от 7 октября 2014 г.
министр юстиции
Олег ЕФРИМ _____

В целях надежного обеспечения потребителей природным газом по регулируемым тарифам, рассчитанным исходя из необходимых и обоснованных затрат для приобретения по импорту, передачи, распределения и поставки природного газа потребителям, создания равных условий для деятельности всем участникам рынка природного газа путем установления единой методики расчета и применения регулируемых тарифов, согласно статьям 7, 8 и 53 [Закона о природном газе № 123-XVIII от 23 декабря 2009 г.](#) (Официальный монитор Республики Молдова, 2010, № 23-24, ст.31), Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Методологию расчета и применения регулируемых тарифов и цен на природный газ, которая будет действительна в течение пяти лет (прилагается).

[Пкт.1 дополнен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

2. Признать утратившей силу Методологию расчета, утверждения и применения тарифов на природный газ, утвержденную [Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 352 от 1.10.2009 года](#) (Официальный монитор Республики Молдова, 13.11.2009, № 163-164/737), зарегистрированным Министерством юстиции 5 ноября 2009 г. под номером 716.

3. Контроль над соблюдением настоящего Постановления возложить на департамент тарифов и экономических анализов Национального агентства по регулированию в энергетике.

ДИРЕКТОРА НАРЭ:

**Серджиу
ЧОБАНУ**

Октавиан ЛУНГУ

Юрие ОНИКА

Генадие ПЫРЦУ

№ 678. Кишинэу, 22 августа 2014

г.

Приложение
к Постановлению Административного совета НАРЭ
№ 678 от 22 августа 2014 г.

Примечание: Слова «Методология расчета и применения регулируемых тарифов на природный газ» заменить текстом «Методология расчета, утверждения и применения тарифов и регулируемых цен на природный газ». Слова «оператор передающей сети» и/или «оператор распределительной сети» заменить словами «оператор передающей системы» и/или «оператор распределительной системы». Слово «расширение» заменить словом «развитие», согласно [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017

МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА, УТВЕРЖДЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ТАРИФОВ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Раздел 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Методология расчета, цен и утверждения и применения тарифов и регулируемых цен на природный газ направлена на установление порядка расчета регулируемых тарифов, применяемых в газовой отрасли.

[Пкт.1 дополнен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

2. Настоящая Методология устанавливает:

- а) принципы, порядок расчета и применения регулируемых тарифов на услугу по передаче и услугу по распределению природного газа;
- б) принципы, порядок расчета и применения регулируемых цен на поставку природного газа на крайний случай и на поставку природного газа определенным категориям потребителей в контексте выполнения обязательства по публичной услуге;
- с) порядок расчета и применения дифференцированных тарифов на услугу по распределению в зависимости от уровня давления распределительных сетей природного газа, к которым подключены газовые установки конечных потребителей;
- д) составляющие и порядок определения расходов, включаемых в расчет тарифов и регулируемых цен;
- е) порядок определения рентабельности долгосрочных материальных и нематериальных активов, связанных с деятельностью по передаче и распределению природного газа, и регулируемой рентабельности гарантирующего поставщика и поставщика, на которого возложено исполнение обязанности по публичной услуге по регулируемым тарифам;
- ф) порядок возврата инвестиций в газовую отрасль через цены и тарифы;

g) порядок разделения расходов и рентабельности между видами деятельности, осуществляемыми газовыми предприятиями, и услугами по распределению природного газа, оказываемыми через газовые сети с разными уровнями давления;

h) порядок определения и утверждения расходов на первый год действия настоящей Методологии (базовый год) и порядок их обновления на следующие годы действия настоящей Методологии.

[Пкт.2 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

3. Настоящая Методология основана на следующих принципах регулирования:

a) функциональное и учетное разделение в соответствии с положениями Закона о природном газе, деятельности по распределению и деятельности по поставке природного газа и других регулируемых и нерегулируемых видов деятельности, осуществляемых газовыми предприятиями, а с 2016 года – законное отделение деятельности по распределению от деятельности по поставке природного газа по регулируемым тарифам;

b) качественное и надежное предоставление услуг по передаче и распределению природного газа поставщикам, конечным потребителям и другим системным пользователям при эффективном использовании объектов газовой системы;

c) обеспечение финансовой жизнеспособности регулируемых предприятий газовой отрасли путем установления тарифов и цен исходя из фактических затрат, необходимых для осуществления деятельности, и обеспечения разумного уровня рентабельности;

d) эффективное осуществление в безопасных условиях деятельности по передаче, распределению и поставке природного газа по регулируемым тарифам и ценам;

e) оплата конечными потребителями только реальных затрат, связанных с оказанием услуг по передаче, распределению и поставке природного газа по регулируемым тарифам и ценам в зависимости от уровня давления газовых сетей, к которым подключены газовые установки конечных потребителей;

f) продвижение эффективных инвестиций, необходимых для развития и осуществления регулируемой деятельности;

g) постепенное вытеснение перекрестных субсидий;

h) обеспечение прозрачности в процессе регулирования тарифов и регулируемых цен.

[Пкт.3 дополнен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

Раздел 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕГУЛИРУЕМЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЦЕН И ТАРИФОВ

[Название раздела 2 дополнено [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

4. Настоящая Методология предусматривает расчет и применение цен и регулируемых тарифов на следующие виды деятельности:

a) передача природного газа;

b) распределение природного газа;

c) поставка природного газа по гарантирующим поставщиком и/или поставщиком, на которого возложено исполнение обязанности по публичной услуге.

[Пкт.4 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

5. Деятельность по передаче природного газа включает комплекс операций, осуществляемых оператором передающей системы, связанных с развитием, эксплуатацией и использованием передающих сетей природного газа.

6. Развитие передающих сетей природного газа включает деятельность, осуществляемую оператором передающей системы, по строительству новых мощностей или увеличению существующих передающих мощностей природного газа.

7. Эксплуатация передающих сетей газа включает мероприятия и операции, осуществляемые оператором передающей системы, по обслуживанию, проверке, обеспечению безопасности, ремонту, обновлению и замене передающих сетей природного газа, оборудования, установок и других сопутствующих основных средств.

8. Использование передающих сетей природного газа включает следующие виды деятельности и операции:

- a) заключение договоров на оказание услуги по передаче природного газа;
- b) снятие показаний учетно-измерительных приборов и учет природного газа, поступающего и выходящего из передающих сетей природного газа;
- c) прием природного газа в пунктах разграничения (измерения природного газа) передающих сетей оператора передающей системы: от передающих сетей других государств и/или операторов передающей системы, от отечественных производителей или складов хранения природного газа, передача природного газа по передающим сетям природного газа и его передача в пунктах разграничения (измерения природного газа) передающих сетей от передающих сетей других государств и/или других операторов передающей системы, от распределительных сетей природного газа или газовых установок конечных потребителей;
- d) диспетчеризация получаемого от поставщиков природного газа путем выработки схем и применения оптимальных режимов функционирования передающей системы природного газа, обеспечение оптимальной работы передающих сетей природного газа с передающими сетями соседних стран, обеспечение качества услуги по передаче, оказываемой поставщикам, конечным потребителям и/или другим системным пользователям;
- e) отношения с поставщиками, конечными потребителями, системными пользователями и операторами распределительных систем природного газа, связанные с оказанием услуги по передаче природного газа.

9. Деятельность по распределению природного газа включает в себя комплекс мероприятий и операций, выполняемых оператором распределительных систем, по развитию, эксплуатации и использованию распределительных сетей природного газа.

10. Развитие сетей природного газа включает деятельность и операции системного оператора по увеличению мощности существующей сети природного газа или строительству новых сетей или участков газовых сетей.

[Пкт.10 в редакции [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

11. Эксплуатация распределительных сетей природного газа включает мероприятия и операции, выполняемые оператором распределительных систем, по обслуживанию, проверке, обеспечению безопасности, ремонту, обновлению и замене распределительной сети природного газа, принадлежащих оператору распределительных систем, обслуживание, проверку, ремонт, обеспечение безопасности газовых сетей, переданных оператору распределительных систем на техническое обслуживание, оборудования, установок и других основных средств, относящихся к распределительным сетям природного газа, установку, метрологическую проверку, ремонт и замену газо-измерительного оборудования, установленного у бытовых потребителей.

12. Использование распределительных сетей природного газа включает следующие мероприятия и операции:

- заключение договоров с поставщиками и/или системными пользователями на оказание услуги по распределению природного газа;
- измерение объемов природного газа, поступающих в распределительные сети природного газа;
- снятие показаний учетных приборов природного газа у всех конечных потребителей, чьи газовые установки подключены к распределительным сетям природного газа высокого давления, среднего давления и низкого давления, и передача поставщикам и/или конечным потребителям данных об объемах газа, израсходованных каждым конечным потребителем в отдельности, и/или объемах природного газа, распределенных другим поставщикам/операторам распределительной системы;
- прием природного газа в пунктах разграничения (измерения) распределительных сетей природного газа от передающих сетей природного газа и/или распределительных сетей природного газа других системных операторов, подача природного газа через газораспределительные сети и его передача в пунктах разграничения (измерения) распределительных сетей природного газа от газовых установок конечных потребителей, подключенных к распределительным сетям природного газа, и/или от распределительных сетей природного газа других операторов распределительных систем;
- обеспечение оптимальных режимов работы распределительных сетей природного газа и обеспечение качества услуги по распределению природного газа, оказываемой поставщикам, конечным потребителям и/или системным пользователям;
- отношения с поставщиками, конечными потребителями, операторами передающих систем, другими пользователями системы и операторами распределительных систем, связанные с оказанием услуги по распределению природного газа.

[Пкт.12 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

13. Поставка природного газа по регулируемым ценам включает в себя комплекс мероприятий и операций, выполняемых гарантирующим поставщиком и/или поставщиком, на которого возложено исполнение обязанности по публичной услуге, связанных с заключением договоров на объемы импортного природного газа и в случае необходимости объемы газа от отечественных производителей или других поставщиков природного газа, заключение договоров на поставку природного газа с конечными потребителями и/или другими поставщиками природного газа по регулируемым ценам, фактурирование природного газа, поставленного конечным потребителям и другим поставщикам, сбор платежей за поставленный природный газ, отношения с операторами передающих систем, операторами распределительных систем, с другими поставщиками и с конечными потребителями, обслуживаемыми в ходе заключенных договоров.

[Пкт.13 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

14. Настоящая Методология регулирует порядок расчета и применения тарифов в газовой отрасли в следующем порядке:

- а) тариф на услуги по передаче природного газа;
- б) тариф на услуги по распределению природного газа, оказываемые по:
 - распределительным сетям природного газа высокого давления;
 - распределительным сетям природного газа среднего давления;
 - распределительным сетям природного газа низкого давления;

с) цены на природный газ, поставляемый гарантирующим поставщиком и/или поставщиком, на которого возложено исполнение обязанности по публичной услуге, в пунктах:

- входа в передающие сети природного газа;
- выхода из передающих сетей природного газа;
- выхода из распределительных сетей природного газа высокого давления – «IP» (распределительных сетей природного газа, соответствующих давлению свыше 0,3 МПа до 1,2 МПа включительно);
- выхода из распределительных сетей природного газа среднего давления – «MP» (распределительных сетей природного газа, соответствующих давлению свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно);
- выхода из распределительных сетей природного газа низкого давления – «JP» (распределительных сетей природного газа, соответствующих давлению до 0,005 МПа, включительно).

[Пкт.14 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

15. Согласно настоящей Методологии определяются следующие понятия:

тарифные отклонения – составляющая корректировки доходов за отчетный год предприятий, осуществляющих деятельность по передаче, распределению или поставке природного газа по регулируемым ценам, возникающая в результате разницы между параметрами, прогнозируемыми при расчете регулируемых тарифов и цен, и фактически зарегистрированными в предыдущем периоде регулирования.

Данные отклонения определяются на основе разницы, полученной в предыдущем периоде регулирования в результате изменения следующих фактических параметров по сравнению с теми, которые были включены в расчет регулируемых цен: закупочная цена природного газа; обменный курс молдавского лея к валюте, в которой закупается природный импортный газ; объемы приобретенного, передающего, распределенного и отпущенного потребителям природного газа; объемы электроэнергии, израсходованной при передаче природного газа, изменение ставок налогов, сборов и других платежей, отнесенных на затраты согласно законодательству; показатель пересмотра базовых затрат, стоимость технологического расхода и технических потерь природного газа в передающих сетях природного газа и в распределительных сетях природного газа; чистая стоимость долгосрочных материальных и нематериальных активов; тариф на услугу по передаче природного газа и тариф на услугу по распределению природного газа, включенные в расчет цены на природный газ, отпускаемый поставщиком природного газа по регулируемым ценам;

тариф на услугу по передаче природного газа – стоимость услуги, оказываемой оператором передающей системы, по резервированию передающей мощности, получению природного газа на пунктах входа в передающей сети природного газа, передаче природного газа по передающей сети природного газа, за исключением поставки, поставщикам природного газа или конечным потребителям на пунктах выхода из передающей сети. Тариф на услугу по передаче устанавливается на 1000 м³ природного газа, не включает налог на добавленную стоимость (НДС) и не включает стоимость передающего природного газа;

тариф на услугу по распределению природного газа – стоимость услуги, оказываемой оператором распределительной системы, по использованию распределительной сети природного газа в целях приема природного газа из передающей

системы природного газа, подаче природного газа через газораспределительную систему и его поставке на пункты разграничения от конечных потребителей или других поставщиков природного газа. Тариф на услугу по распределению природного газа устанавливается на 1000 м³ природного газа, не включает НДС и не включает стоимость распределенного природного газа;

цена поставляемого природного газа – стоимость, по которой поставщик, на которого возложено исполнение обязанности по публичной услуге, гарантирующий поставщик поставляет конечным потребителям или другим поставщикам 1000 м³ природного газа, соответствующего параметрам качества. Эта цена устанавливается на 1000 м³ природного газа, включает стоимость приобретенного природного газа, расходы на услугу по поставке природного газа и, в случае необходимости, тариф на услугу по передаче природного газа, и, при необходимости, тариф на услугу по передаче природного газа, тариф на услугу по распределению природного газа и не включает НДС;

регулируемый доход – доход, относящийся к одному календарному году регулирования, признанный Национальным агентством по регулированию в энергетике (в дальнейшем – Агентство), необходимый для покрытия всех регулируемых затрат сетевого оператора, поставщика природного газа по регулируемым ценам, и получения им разумного уровня рентабельности;

пункты входа в передающие системы природного газа – совокупность пунктов разграничения передающих сетей природного газа, расположенных на территории Республики Молдова, от передающих сетей природного газа соседних стран и/или других операторов передающих систем, от производственных установок и/или складов хранения природного газа;

пункты выхода из передающих сетей природного газа – совокупность пунктов разграничения передающих сетей природного газа от передающих сетей природного газа соседних стран и/или других операторов передающих систем, от распределительных сетей природного газа и/или от газовых установок конечных потребителей, подключенных к передающей сети природного газа;

пункты выхода из распределительных сетей природного газа – совокупность пунктов разграничения распределительных сетей природного газа одного оператора распределительной системы от распределительных сетей природного газа другого оператора распределительной системы, или от газовых установок конечных потребителей, подключенных к распределительной сети природного газа.

[Пкт.15 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

[Пкт.15 изменен [Пост. НАРЭ N 01/2016 от 13.01.2016](#), в силу 22.01.2016]

Раздел 3 РАСЧЕТ ТАРИФОВ

16. Тариф на услугу по передаче природного газа определяется по формуле:

$$TT_n = \frac{VT_n}{GT_n} = \frac{CRT_n + RT_n - DevT_{n-1}}{GT_n} \quad (1)$$

где:

VT_n – регулируемый доход оператора передающей системы в году регулирования «n», подлежащий получению от оказания услуги по передаче природного газа тыс.леев;

GT_n – объем природного газа, поставленный оператором передающей системы в году регулирования « n », тыс.м³;

CRT_n – регулируемые расходы оператора передающей системы, необходимые в году регулирования « n », для осуществления деятельности по передаче природного газа определяемые по формуле (24) настоящей Методологии;

RT_n – регулируемая рентабельность, которую необходимо получить оператору передающей системы в году регулирования « n » от оказания услуги по передаче природного газа которая определяется исходя из уровня рентабельности и чистой стоимости долгосрочных материальных и нематериальных активов, в соответствии с положениями раздела 6 настоящей Методологии;

$DevT_{n-1}$ – тарифные отклонения оператора передающей системы от деятельности по передаче природного газа возникшие в предыдущем периоде регулирования.

[Пкт.16 изменен [Пост. НАРЭ N 01/2016 от 13.01.2016](#), в силу 22.01.2016]

17. Тариф на услугу по распределению природного газа в году регулирования « n » определяется по формулам:

а) оказываемую по распределительным сетям природного газа высокого давления:

$$TD_n^{ip} = \frac{VD_n^{ip}}{GD_n} = \frac{CRD_n^{ip} + RD_n^{ip} - DevD_{n-1}^{ip}}{GD_n} \quad (2)$$

б) оказываемую по распределительным сетям природного газа среднего давления:

$$TD_n^{mp} = \frac{VD_n^{mp}}{GD_n^{mp} + GD_n^{jp}} = \frac{CRD_n^{mp} + RD_n^{mp} - DevD_{n-1}^{mp}}{GD_n^{mp} + GD_n^{jp}} + TD_n^{ip} \quad (3)$$

в) оказываемую по распределительным сетям природного газа низкого давления:

$$TD_n^{jp} = \frac{VD_n^{jp}}{GD_n^{jp}} = \frac{CRD_n^{jp} + RD_n^{jp} - DevD_{n-1}^{jp}}{GD_n^{jp}} + TD_n^{mp} \quad (4)$$

г) средний, предоставляемый по всем распределительным сетям природного газа:

$$TD_n^m = \frac{VD_n}{GD_n} = \frac{CRD_n + RD_n - DevD_{n-1}}{GD_n} \quad (5)$$

где:

TD_n^{ip} ; TD_n^{mp} ; TD_n^{jp} – тариф на услугу по распределению природного газа в году « n », оказываемую оператором распределительной системы по распределительным сетям природного газа высокого давления, среднего давления и низкого давления;

VD_n^{ip} ; VD_n^{mp} ; VD_n^{jp} – регулируемый доход, который необходимо получить оператору распределительной системы природного газа от оказания в году « n » услуги по

распределению природного газа по распределительным сетям природного газа высокого давления, среднего давления и низкого давления;

$GD_n^{ip}; GD_n^{mp}; GD_n^{jp}$ – объемы природного газа, распределяемые в году «n»

оператором распределительной системы по распределительным сетям природного газа конечным потребителям, чьи газовые установки подключены к распределительным сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления, или другим системным пользователям, в зависимости от уровня давления;

$CRD_n^{ip}; CRD_n^{mp}; CRD_n^{jp}$ – регулируемые расходы оператора распределительной

системы в году «n», связанные с распределительными сетями природного газа высокого давления, среднего давления и низкого давления;

$RD_n^{ip}; RD_n^{mp}; RD_n^{jp}$ – регулируемая рентабельность оператора распределительной

системы, которую необходимо получить в году «n» от оказания услуги по распределению по распределительным сетям природного газа высокого давления, среднего давления и низкого давления, определяемая в соответствии с положениями раздела 6 настоящей Методологии;

$DevD_{n-1}^{ip}; DevD_{n-1}^{mp}; DevD_{n-1}^{jp}$ – тарифные отклонения оператора распределительной

системы природного газа, возникшие в предыдущем периоде регулирования, связанные с распределительными сетями природного газа высокого давления, среднего давления и низкого давления. Эти отклонения определяются:

$$DevD_{n-1}^{ip} = \frac{DevD_{n-1}}{GD_n} \times GD_n^{ip} \quad (6)$$

$$DevD_{n-1}^{mp} = \frac{DevD_{n-1}}{GD_n} \times GD_n^{mp} \quad (7)$$

$$DevD_{n-1}^{jp} = \frac{DevD_{n-1}}{GD_n} \times GD_n^{jp} \quad (8)$$

где:

$DevD_{n-1}$ – общие тарифные отклонения оператора газораспределительной сети, возникшие в предыдущем периоде регулирования;

GD_n – общий объем природного газа, распределенный оператором распределительной системы в году регулирования «n» по распределительным сетям природного газа:

$$GD_n = GD_n^{ip} + GD_n^{mp} + GD_n^{jp} \quad (9)$$

VD_n – общий доход оператора распределительной системы, определяемый по формуле:

$$VD_n = VD_n^{ip} + VD_n^{mp} + VD_n^{jp} \quad (10)$$

CRD_n – общие расходы оператора распределительной системы в году « n », связанные с деятельностью по распределению природного газа. Эти расходы равны сумме расходов, связанных с газораспределительными сетями высокого давления, среднего давления и низкого давления:

$$CRD_n = CRD_n^{ip} + CRD_n^{mp} + CRD_n^{jp} \quad (11)$$

18. Затраты на услугу по поставке природного газа определяется по формуле:

$$TF_n = \frac{CRF_n - DevFS_{n-1}}{GF_n} \quad (12)$$

где:

TF_n – затраты на услугу по поставке природного газа в году регулирования « n »;

CRF_n – регулируемые расходы гарантируемого поставщика и/или поставщика, на которого возложено исполнение обязанности по публичной услуге в году « n », связанные только с услугой по поставке природного газа, определяемые по формуле (26) настоящей Методологии;

$DevFS_{n-1}$ – тарифные отклонения поставщика природного газа по регулируемым тарифам, возникшие в предыдущем периоде регулирования, связанные только с поставкой природного газа конечным потребителям или другим поставщикам. В этих отклонениях не учитываются тарифные отклонения, связанные с приобретением импортного природного газа ($DevFP_{n-1}$);

GF_n – объемы природного газа, поставленные в году регулирования « n » поставщиком во всех пунктах поставки, определяемые по формуле:

$$GF_n = GF_n^{it} + GF_n^{st} + GFD_n^{ip} + GFD_n^{mp} + GFD_n^{jp} \quad (13)$$

где:

GF_n^{it} ; GF_n^{st} – объемы природного газа, поставленные в году регулирования « n » поставщиком в пунктах входа/выхода из передающих сетей природного газа;

GFD_n^{ip} ; GFD_n^{mp} ; GFD_n^{jp} – объемы природного газа, поставленные в году регулирования « n » поставщиком на пунктах выхода из распределительных сетей природного газа высокого давления, среднего давления, низкого давления.

[Пкт.18 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

19. Средний конечный тариф на природный газ, поставляемый поставщиком природного газа по регулируемым ценам в году регулирования « n », определяется, исходя из доходов, которые должны быть получены поставщиком природного газа по регулируемым ценам в целях покрытия фактических затрат, строго необходимых для приобретения, передачи, распределения и поставки природного газа, и получения разумного уровня рентабельности. Этот тариф рассчитывается по общей формуле:

$$TFF_n = \frac{VF_n}{GF_n} = \frac{CRTF_n + RF_n - Vtr_n - DevF_{n-1}}{GF_n} \quad (14)$$

где:

VF_n – общий регулируемый доход, который необходимо получить поставщику природного газа по регулируемым ценам в году регулирования «n» от природного газа, отпускаемого по регулируемым ценам, который определяется по формуле:

$$VF_n = VF_n^{it} + VF_n^{st} + VFD_n^{ip} + VFD_n^{mp} + VFD_n^{jp} \quad (15)$$

где:

VF_n^{it} ; VF_n^{st} – доход поставщика природного газа по регулируемым ценам, который необходимо получить в году регулирования «n» от поставки природного газа по регулируемым ценам, в пунктах входа/выхода из передающих сетей природного газа;

VFD_n^{ip} ; VFD_n^{mp} ; VFD_n^{jp} – доход поставщика природного газа по регулируемым ценам, который необходимо получить в году регулирования «n» от поставки природного газа по регулируемым ценам в пунктах выхода из распределительных сетей природного газа высокого давления, среднего давления, низкого давления;

$CRTF_n$ – общие регулируемые затраты поставщика природного газа по регулируемым ценам в году регулирования “n”, строго необходимые для приобретения, передачи, распределения и поставки природного газа конечным потребителям и/или другим поставщикам природного газа, который определяется по формуле (27) настоящей Методологии;

RF_n – регулируемая рентабельность поставщика природного газа по регулируемым ценам, которую необходимо получить в году регулирования «n» от осуществления деятельности по поставке природного газа по регулируемым ценам, которая определяется согласно положениям раздела 6 настоящей Методологии;

Vtr_n – доход, полученный согласно договорам на передачу трансграничных потоков природного газа;

$DevF_{n-1}$ – общие тарифные отклонения поставщика природного газа по регулируемым ценам, возникшие в предыдущем периоде регулирования. Данные отклонения состоят из тарифных отклонений поставщика природного газа по регулируемым ценам, возникших в предыдущем периоде регулирования от приобретения импортного природного газа ($DevFP_{n-1}$), и тарифных отклонений поставщика природного газа по регулируемым ценам, возникших в предыдущем периоде регулирования ($DevFS_{n-1}$). Таким образом:

$$DevF_{n-1} = DevFP_{n-1} + DevFS_{n-1} \quad (16)$$

[Пкт.19 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

[Пкт.19 изменен [Пост. НАРЭ N 01/2016 от 13.01.2016](#), в силу 22.01.2016]

20. Исходя из структуры общих затрат поставщика природного газа по регулируемым ценам, изложенных в разделе 4 настоящей Методологии, общая формула расчета цен на

природный газ, поставляемый поставщиком природного газа по регулируемым ценам, имеет следующее содержание:

$$TFF_n = \frac{VF_n}{GF_n} = \frac{CGP_n + RF_n - DevFP_{n-1}}{GF_n} + TF_n + TT_n + TD_n \quad (17)$$

[Пкт.20 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

21. В этом случае конечные тарифы на природный газ, поставляемый в году регулирования «n» поставщиком природного газа по регулируемым ценам в конкретных пунктах поставки, рассчитывается по формулам:

а) цена на поставку природного газа в пунктах входа в передающие сети природного газа:

$$TFF_n^{it} = \frac{VF_n^{it}}{GF_n^{it}} = \frac{CGP_n + RF_n - DevFP_{n-1}}{GF_n} + TF_n \quad (18)$$

б) цена на поставку природного газа в пунктах выхода из передающих сетей природного газа:

$$TFF_n^{et} = \frac{VF_n^{et}}{GF_n^{et}} = \frac{CGP_n + RF_n - DevFP_{n-1}}{GF_n} + TF_n + TT_n \quad (19)$$

в) цена на поставку природного газа в пунктах выхода из распределительных сетей природного газа высокого давления:

$$TFF_n^{ip} = \frac{VF_n^{ip}}{GFD_n^{ip}} = \frac{CGP_n + RF_n - DevFP_{n-1}}{GF_n} + TF_n + TT_n + TD_n^{ip} \quad (20)$$

г) цена на поставку природного газа в пунктах выхода из распределительных сетей природного газа среднего давления:

$$TFF_n^{mp} = \frac{VF_n^{mp}}{GFD_n^{mp}} = \frac{CGP_n + RF_n - DevFP_{n-1}}{GF_n} + TF_n + TT_n + TD_n^{mp} \quad (21)$$

д) цена на поставку природного газа в пунктах выхода из распределительных сетей природного газа низкого давления:

$$TFF_n^{jp} = \frac{VF_n^{jp}}{GFD_n^{jp}} = \frac{CGP_n + RF_n - DevFP_{n-1}}{GF_n} + TF_n + TT_n + TD_n^{jp} \quad (22)$$

где:

CGP_n – стоимость природного импортного газа, приобретенного поставщиком природного газа по регулируемым ценам в году регулирования «n», или, в случае

необходимости приобретенного у отечественных производителей, которая определяется согласно положениям пункта 52 настоящей Методологии.

[Пкт.21 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

[Пкт.22 утратил силу согласно [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

Раздел 4 СТРУКТУРА РАСХОДОВ

23. Исходя из технологического процесса и специфики деятельности оператора передающей системы, в расходы, подлежащие включению в расчет тарифа на оказание услуги по передаче природного газа, включаются следующие:

$$CRT_n = UAn + CM_n + CRM_n + CIEn + CPG_n + CEn + CCGAn + T_n + CFR_n \quad (24)$$

где:

UAn – расходы на амортизацию долгосрочных материальных и нематериальных активов оператора передающей системы, которые относятся к регулируемой деятельности по передаче природного газа;

CMn – материальные расходы, необходимые для осуществления деятельности по передаче природного газа в году регулирования «n»;

CRMn – затраты на персонал оператора передающей системы, необходимые для осуществления деятельности по передаче природного газа в году регулирования «n»;

CIEn – расходы на обслуживание и эксплуатацию долгосрочных материальных и нематериальных активов, связанных с деятельностью по передаче природного газа в году регулирования «n»;

CPG – стоимость природного газа, приобретенного в году «n» для покрытия технологического расхода и регулируемых технических потерь природного газа в передающих сетях природного газа;

CEn – стоимость электроэнергии, израсходованной в году регулирования «n» оператором передающей системы на передачу природного газа;

CCGAn – распределительные и административные расходы оператора передающей системы, связанные с деятельностью по передаче природного газа;

Tn – налоги, сборы и другие оправданные платежи, которые необходимо осуществить оператору передающей системы в году регулирования «n», и относимые на затраты в соответствии с законодательством;

CFRn – оборотные средства, необходимые для осуществления деятельности по передаче природного газа в году «n».

24. Состав расходов, включенных в расчет тарифов на услугу по распределению природного газа, следующий:

$$CRD_n = UAn + CM_n + CRM_n + CIEn + CPG_n + CCGAn + T_n + CFR_n \quad (25)$$

где:

UAn – расходы на амортизацию долгосрочных материальных и нематериальных активов оператора распределительной системы, связанных с осуществлением деятельности по распределению природного газа;

СМп – материальные расходы, необходимые для осуществления деятельности по распределению природного газа в году регулирования «п»;

СРМп – затраты на персонал оператора распределительной системы, необходимые для осуществления деятельности по распределению природного газа в году регулирования «п»;

СІЕп – расходы на обслуживание и эксплуатацию долгосрочных материальных и нематериальных активов, связанных с деятельностью по распределению природного газа в году регулирования «п»;

СРГп – стоимость природного газа, приобретенного в году «п» для покрытия технологического расхода и регулируемых технических потерь природного газа в газораспределительных сетях;

ССГАп – распределительные и административные расходы оператора распределительной системы, связанные с деятельностью по распределению природного газа;

Тп – налоги, сборы и другие оправданные платежи, которые необходимо осуществить оператору распределительной системы природного газа в году регулирования «п» и относимые на затраты в соответствии с законодательством;

СFRп – оборотные средства, необходимые для осуществления деятельности по распределению природного газа в году регулирования «п».

25. Состав расходов поставщика, включенных в расчет затрат на услугу по поставке природного газа, следующий:

$$CRFп = UАп + CMп + CRMп + CІЕп + CCGАп + Tп + CFRп + CDп + CCVп \quad (26)$$

где:

UАп – расходы на амортизацию долгосрочных материальных и нематериальных активов поставщика природного газа по регулируемым тарифам, связанных с осуществлением регулируемой деятельности по поставке природного газа в году регулирования «п»;

СМп – материальные расходы поставщика природного газа по регулируемым тарифам в году регулирования «п»;

СРМп – затраты на персонал поставщика природного газа по регулируемым тарифам в году регулирования «п»;

СІЕп – расходы на обслуживание и эксплуатацию долгосрочных материальных и нематериальных активов, связанных с деятельностью по поставке природного газа в году регулирования «п»;

ССГАп – распределительные и административные расходы поставщика природного газа по регулируемым тарифам в году «п»;

Тп – налоги, сборы и другие оправданные платежи, которые необходимо осуществить поставщику в году регулирования «п», относимые на затраты в соответствии с законодательством;

СFRп – оборотные средства, необходимые для осуществления регулируемой деятельности по поставке природного газа в году регулирования «п»;

CDп – расходы на выплату процентов по банковским кредитам и займам, полученным для оплаты импортного природного газа, приобретенного в году «п»;

CCVп – расходы на конвертирование валюты.

[Пкт.25 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

26. Состав регулируемых расходов поставщика, непосредственно связанных с оказанием услуги по поставке природного газа.

[Пкт.26 в редакции [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

Раздел 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КОРРЕКТИРОВКА РАСХОДОВ

27. Расходы на амортизацию долгосрочных материальных и нематериальных активов, связанных с осуществлением регулируемой деятельности (передача, распределение и поставка природного газа по регулируемым ценам) в каждом году регулирования «п», определяются по формуле:

$$UAn = \sum_{i=1}^k \frac{VIAin}{DVi} \quad (28)$$

где:

$VIAin$ – первоначальная стоимость долгосрочных материальных и нематериальных активов категории «i» в году «п». При расчете амортизации материальных и нематериальных активов в первоначальную стоимость активов не включается стоимость долгосрочных материальных и нематериальных активов, переданных на консервацию, незавершенных, переданных в аренду, активов, финансируемых за счет пожертвований, переданных оператору безвозмездно или на техническое обслуживание, не используемых в регулируемой деятельности, жилых объектов, объектов социально-культурного назначения и других долгосрочных активов, не предназначенных для услуги по передаче, распределению и поставке природного газа по регулируемым ценам, долгосрочных активов, финансируемых государственными и местными бюджетами, хозяйствующими субъектами или конечными потребителями, и переданных в управление сетевым операторам безвозмездно или на техническое обслуживание. Также в расчет амортизации амортизируемых долгосрочных материальных и нематериальных активов не включается первоначальная стоимость долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию помимо утвержденных Агентством инвестиционных планов.

DVi – срок полезной службы амортизируемых долгосрочных материальных и нематериальных активов категории “i”, который должен соответствовать фактическому сроку службы актива. В то же время этот срок полезной службы не может быть меньше срока, указанного в Каталоге основных средств и нематериальных активов, утвержденном [Постановлением Правительства № 338 от 21.03.2003 г.](#) Группы категорий “i” формируются путем группирования долгосрочных материальных и нематериальных активов с тождественным сроком службы с экономической точки зрения.

[Пкт.27 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

28. В случае переоценки амортизируемых долгосрочных материальных и нематериальных активов настоящая Методология предусматривает, что максимальная величина повышения амортизации в результате переоценки, подлежащая принятию в тариф, не превышает общего значения индекса цен в строительной промышленности, отмеченного в период с года предыдущей переоценки и до года текущей переоценки,

ежегодно публикуемого Национальным бюро статистики. Также в случае переоценки не допускается включение в расчет тарифа амортизации актива, восстановительная стоимость которого уже обесценена тарифом.

29. Операторы передающей системы, операторы распределительной системы природного газа и поставщики природного газа, осуществляющие несколько видов регулируемой, а также нерегулируемой деятельности, обязаны прежде всего разделить в бухгалтерском учете долгосрочные материальные и нематериальные активы в зависимости от их принадлежности к осуществляемой деятельности. Амортизация долгосрочных материальных и нематериальных активов, которые не могут быть непосредственно разделены по видам деятельности, используемых вместе, распределительных и административных, разделяется между осуществляемыми видами деятельности пропорционально доходам, полученным от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче, распределению, поставке природного газа, и нерегулируемых видов деятельности в году регулирования «*n-1*».

30. На основе долгосрочных материальных и нематериальных активов, разделенных по каждому виду деятельности, структуры распределительных сетей природного газа, других долгосрочных материальных и нематериальных активов и данных бухгалтерского учета операторы распределительной системы разделяют долгосрочные материальные и нематериальные активы, а впоследствии определяют их первоначальную стоимость, амортизацию и чистую стоимость по каждому виду распределительной сети в отдельности (высокого, среднего и низкого давления). В состав долгосрочных материальных и нематериальных активов, непосредственно связанных с конкретным видом газораспределительной сети, включаются:

1) в состав распределительных сетей природного газа высокого давления (IP) – все основные средства, принадлежащие на праве собственности оператору газораспределительной сети, расположенные в пунктах разграничения собственности от передающих сетей природного газа или от распределительных сетей другого оператора распределительной систем, до пунктов входа на станции (посты) регулирования природного газа с высокого на среднее/низкое давление и до пунктов разграничения от газовых установок конечных потребителей или от других сетевых операторов, чьи газораспределительные сети подключены к этим сетям. В состав распределительных сетей высокого давления включаются также долгосрочные материальные и нематериальные активы, непосредственно связанные или обслуживающие только данные газораспределительные сети;

2) в состав распределительных сетей природного газа среднего давления (MP) – все основные средства, принадлежащие на праве собственности оператору газораспределительной сети, расположенные в пунктах входа на станции (посты) регулирования природного газа с высокого на среднее давление, до пунктов входа на станции (посты, установки) регулирования природного газа со среднего на низкое давление и до пунктов разграничения от газовых установок конечных потребителей или от других сетевых операторов, чьи газораспределительные сети подключены к этим сетям. В состав распределительных сетей среднего давления включаются также долгосрочные материальные и нематериальные активы, непосредственно связанные или обслуживающие только данные газораспределительные сети;

3) в состав распределительных сетей природного газа низкого давления (JP) – все основные средства, принадлежащие на праве собственности оператору

газораспределительной сети, расположенные в пунктах входа на станции (посты, установки) регулирования природного газа с высокого/низкое и среднего/низкое давление, до (включительно) пунктов разграничения этих сетей от газовых установок конечных потребителей. В состав распределительных сетей низкого давления включаются также долгосрочные материальные и нематериальные активы, непосредственно связанные или обслуживающие только данные газораспределительные сети.

31. Долгосрочные материальные и нематериальные активы, связанные с деятельностью по распределению, но которые не могут быть распределены непосредственно по конкретному виду сети, долгосрочные активы вспомогательных подразделений (по ремонту, эксплуатации, обслуживанию, лабораторные, транспортные средства и т.д.), долгосрочные активы распределительного и административного назначения разделяются между распределительными сетями высокого, среднего и низкого давления пропорционально учетной стоимости активов данных сетей.

32. В деятельность по распределению природного газа входят все основные средства предприятия, непосредственно связанные с газораспределительными сетями, обслуживанием, содержанием и ремонтом данных сетей, учетом природного газа, в том числе снятием показаний измерительных приборов, установленных у конечных потребителей. К распределительным сетям природного газа относится весь комплекс основных средств, расположенных от пункта разграничения распределительных сетей природного газа от передающих сетей природного газа и до пункта разграничения собственности от газовых установок конечного потребителя или от других операторов распределительных систем.

33. К деятельности по поставке природного газа по регулируемым ценам относятся все долгосрочные материальные и нематериальные активы, задействованные в процессе заключения договоров – купли-продажи природного газа, фактурирования, сбора платежей от конечных потребителей и от поставщиков за поставленный природный газ, и работы с конечными потребителями.

[Пкт.33 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

34. Материальные расходы (СМн) включают расходы, связанные с покупкой материалов, запасных частей, всех видов энергии, топлива, горюче-смазочных материалов, других видов материальных ресурсов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, содержания, эксплуатации и ремонта сетей природного газа, в том числе сетей природного газа, переданных сетевому оператору на техническое обслуживание на основании [Постановления Правительства № 683 от 18.06.2004 г.](#) об утверждении Положения о порядке передачи газовым предприятиям акционерного общества “Молдовагаз” газовых сетей на техническое обслуживание (Официальный монитор Республики Молдова, 2004, № 100-103, ст.830), оборудования, зданий, сооружений, других основных средств, непосредственно используемых в процессе передачи, распределения и поставки природного газа по регулируемым ценам, с учетом поставленного природного газа, сертификацией и контролем качества природного газа, содержанием и эксплуатацией производственных основных средств вспомогательных производств (транспортных, по обслуживанию, ремонту, контролю, телерадиокommunikационных, по соблюдению экологических, санитарно-гигиенических норм, норм безопасности, по поддержанию чистоты и порядка в производственных единицах). Материальные затраты определяются по каждому виду деятельности в отдельности, исходя из требований, предусмотренных [Законом № 108 от 27 мая 2016 г.](#) «О природном газе», (Официальный монитор Республики

Молдова, 2016, № 193-203, ст.415) [Законом № 116-XVIII от 18.05.2012 г.](#) «О промышленной безопасности опасных промышленных объектов» (Официальный монитор Республики Молдова, 2012 г., № 135-141, ст.445), Техническим регламентом NRS 35-04-74:2006 «Правила безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов», утвержденным Постановлением Службы стандартизации и метрологии Республики Молдова № 2005-RT от 25.10.2006 г., с применением с 30.05.2008, Техническим регламентом NRS 35-04-74:2005 «Правила технической эксплуатации систем газоснабжения», утвержденным Постановлением Службы стандартизации и метрологии Республики Молдова № 1845-RT от 26 ноября 2005 г.; Техническим регламентом NRS 35-04-09:2002/A1, «Правила безопасности в газовой отрасли» NRS 35-04-09, 2002, утвержденным Постановлением Департамента «Молдова-Стандарт» № 1229-RT от 17.12.2002 г., Нормами расхода материалов и нормами запасов оборудования, приборов, инструментов, материалов и средств личной защиты на эксплуатацию газораспределительных систем, утвержденными [Приказом Министерства экономики и торговли № 154 от 22.12.2006 г.](#) (Официальный монитор Республики Молдова, 2007, № 64-66, ст.296), планами технического обслуживания и ремонта долгосрочных материальных и нематериальных активов, нормами расхода материалов, предусмотренными техническими паспортами основных средств, исходя из количества обслуживаемых конечных потребителей, выданных счетов-фактур и т.д. и из анализа материальных затрат, фактически использованных в предыдущем периоде регулирования.

[Пкт.34 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

35. При расчете регулируемых тарифов в материальные расходы оператора передающей системы не включается стоимость электроэнергии, израсходованной при передаче природного газа, так как она зависит от объема, условий и режима передачи природного газа. Она определяется отдельно, как это указано в пункте 45 настоящей Методологии. Также у операторов передающей системы и операторов распределительных систем при расчете регулируемых тарифов в материальные расходы не включается стоимость газа, приобретенного для покрытия технологического расхода и технических потерь газа в передающих сетях и распределительных сетях природного газа, которая определяется отдельно, как это указано в пунктах 43 и 44 настоящей Методологии.

36. Материальные расходы отражаются в деятельности по распределению и деятельности по поставке природного газа по регулируемым ценам непосредственно по назначению, а общие – распределяются по видам деятельности, как это указано в пункте 29 настоящей Методологии.

[Пкт.36 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

37. У оператора распределительной системы материальные расходы определяются по каждому виду сети в отдельности согласно назначению, с учетом и распределительных сетей, переданных оператору распределительной системы на техническое обслуживание, а материальные расходы, которые не могут быть определены отдельно, и общие распределяются по каждому виду сети пропорционально затратам на персонал, непосредственно задействованный в процесс по содержанию и эксплуатации распределительных сетей природного газа.

38. Материальные расходы определяются операторами передающей системы, операторами распределительных систем и поставщиками природного газа по регулируемым ценам в первый год действия настоящей Методологии – базовый год,

рассматриваются и утверждаются Агентством как базовые затраты (СМ₀) на весь срок действия настоящей Методологии. На последующие годы действия настоящей Методологии материальные затраты корректируются по формулам:

а) у операторов передающих систем:

$$CM_n = CM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCD_n - 0,2 \times IPCD_n) \times (1 + \Delta LR_n)] \times \left(\frac{LeiD_n}{LeiD_{n-1}} \right) \quad (29)$$

б) у операторов распределительных систем:

$$CM_n = CM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCD_n - 0,2 \times IPCD_n) \times (1 + K \times \Delta NC_n + (1 - K) \times \Delta LR_n)] \times \left(\frac{LeiD_n}{LeiD_{n-1}} \right) \quad (30)$$

с) у поставщиков природного газа по регулируемым ценам:

$$CM_n = CM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCD_n) \times (1 + \Delta NC_n)] \times \left(\frac{LeiD_n}{LeiD_{n-1}} \right) \quad (31)$$

где:

$IPCD_n$ – индекс розничных цен в США в году «n», опубликованный Трудовым департаментом США;

$0,2 \times IPCD_n$ – составляющая, предусматривающая повышение эффективности сетевых операторов, для сокращения материальных расходов;

ΔLR_n – изменение протяженности сетей природного газа в году «n», которая определяется:

$$\Delta LR_n = \frac{LR_n - LR_{n-1}}{LR_{n-1}} \quad (32)$$

где:

LR_n – протяженность сетей природного газа в году регулирования «n»;

LR_{n-1} – протяженность сетей природного газа в предыдущем году;

ΔNC_n – изменение количества конечных потребителей, обслуживаемых владельцем лицензии в году «n», которое определяется:

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

где:

NC_n – количество конечных потребителей, чьи газовые установки подключены к распределительной сети и/или обслуживаемых поставщиком в году «n»;

NC_{n-1} – количество конечных потребителей, чьи газовые установки подключены к распределительной сети и/или обслуживаемых поставщиком в предыдущем году;

K – отношение материальных расходов, связанных с деятельностью по обслуживанию измерительного оборудования, приборов учета приобретенного, распределенного и отпущенного природного газа, контролю измерительных приборов, к общим материальным расходам в базовом году;

$LeiD_n$ – средний официальный обменный курс молдавского лея к доллару США в году регулирования «п», опубликованный Национальным банком Молдовы;

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

[Пкт.38 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

39. Расходы на персонал (CRM_n) операторов передающей системы, операторов распределительных систем и поставщиков природного газа по регулируемым ценам включают расходы, непосредственно связанные с персоналом, строго необходимым для осуществления регулируемой деятельности. В эти расходы включаются как расходы на персонал, так и связанные с ними налоги, предусмотренные законодательством (взносы обязательного социального государственного и обязательного медицинского страхования). Расходы на персонал рассчитываются исходя из численности рабочего персонала, непосредственно задействованного в процесс содержания, эксплуатации и ремонта сетей природного газа, в том числе сетей природного газа, переданных сетевому оператору на техническое обслуживание, диспетчерского оборудования и других основных средств, предназначенных для услуг по передаче, распределению и поставке природного газа по регулируемым ценам, которые определяются в соответствии с Нормами времени на техническое обслуживание и ремонт газовых систем NTSG-01-2005, утвержденными [Приказом Министерства экономики и торговли № 135 от 14.09.2006 г.](#) (Официальный монитор Республики Молдова, 2007, № 64-66, ст.295), численности других категорий персонала, необходимого для осуществления регулируемой деятельности (по обслуживанию, учету приобретенного, распределенного и отпущенного природного газа, проверке измерительных приборов, торгового, административного и др.), исходя из уровня квалификации персонала, гарантированного минимума зарплаты в реальном секторе экономики, коэффициента сложности отрасли, режима и условий труда, других установленных законодательством выплат и надбавок, тарифов взносов обязательного государственного социального страхования и взноса обязательного медицинского страхования. Расходы на персонал относятся к каждому виду деятельности по прямому назначению, а общие, административные – распределяются между видами деятельности, как это указано в пункте 29 настоящей Методологии. Распределение расходов на персонал оператора распределительной системы по видам сетей (высокого, среднего и низкого давления) осуществляется пропорционально протяженности распределительных сетей природного газа.

[Пкт.39 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

40. Расходы на персонал определяются операторами передающих систем, операторами распределительных систем и поставщиками природного газа по регулируемым ценам на первый год действия настоящей Методологии – базовый год, анализируются и утверждаются Агентством как базовые затраты (CRM_0) на весь период действия настоящей Методологии и впоследствии ежегодно корректируются по формулам:

а) у операторов передающих систем:

$$CRM_n = CRM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - 0,2 IPCM_n) \times (1 + \Delta LR_n)] \quad (34)$$

б) у операторов распределительных систем:

$$CRM_n = CRM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - 0,2 IPCM_n) \times (1 + K \times \Delta NC_n + (1 - K) \times \Delta LR_n)] \quad (35)$$

с) у поставщиков природного газа по регулируемым ценам:

$$CRM_n = CRM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n) \times (1 + \Delta NC_n)] \quad (36)$$

где:

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

$0,2 IPCM_n$ - составляющая, предусматривающая повышение эффективности сетевых операторов, для сокращения расходов на персонал;

K – отношение расходов на персонал, связанных с деятельностью по обслуживанию, учету приобретенного, распределенного и поставленного природного газа, контролю измерительных приборов, к общим расходам на персонал в базовом году.

[Пкт.40 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

41. Расходы на содержание и эксплуатацию сетей природного газа и других производственных основных средств (СИЕн) включают платежи за услуги, предоставленные третьими сторонами для проверки, технического обслуживания, содержания, эксплуатации и ремонта сетей природного газа, в том числе переданных сетевому оператору на техническое обслуживание, компрессорных станций, распределительных станций природного газа, газоизмерительных и газорегулировочных станций и пунктов, лабораторных установок и приборов, зданий, сооружений, транспортных, телерадиовещательных, коммуникационных средств, контрольно-измерительных приборов, установок по защите и безопасности, систем автоматизации, измерительных приборов, установленных у бытовых потребителей, электроустановок и других производственных основных средств, относящихся к деятельности по передаче и распределению природного газа. Расходы на содержание и эксплуатацию рассчитываются на основании положений законодательных и нормативных актов, указанных в пункте 34 настоящей Методологии, на основе смет расходов и договоров с третьими сторонами на осуществление вышеуказанных работ, заключенных на основе конкурсов по закупкам, и относятся к каждому виду деятельности и каждому типу сети по прямому назначению, а расходы, понесенные на содержание и эксплуатацию основных средств общего, административного порядка, распределяются между видами деятельности, как это указано в пункте 29 настоящей Методологии, а разделение между типами распределительных сетей природного газа – пропорционально расходам на персонал, непосредственно

задействованный в процесс по обслуживанию и эксплуатации распределительных сетей природного газа.

[Пкт.41 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

42. Расходы на содержание и эксплуатацию определяются операторами передающих систем, операторами распределительных систем и поставщиками природного газа по регулируемым ценам на первый год действия настоящей Методологии – базовый год, анализируются и утверждаются Агентством как базовые затраты (CRM₀) на весь период действия настоящей Методологии и впоследствии ежегодно корректируются по формулам:

а) у операторов передающих систем:

$$CIE_n = CIE_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - 0,2 IPCM_n) \times (1 + \Delta LR_n)] \quad (37)$$

б) у операторов распределительных систем:

$$CIE_n = CIE_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - 0,2 IPCM_n) \times (1 + K \times \Delta NC_n + (1 - K) \times \Delta LR_n)] \quad (38)$$

с) у поставщиков природного газа по регулируемым ценам:

$$CIE_n = CIE_0 \times \prod_{i=1}^n (1 + IPCM_n) \times (1 + \Delta NC_n) \quad (39)$$

где:

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

$0,2 IPCM_n$ – составляющая, предусматривающая повышение эффективности сетевых операторов, для сокращения расходов на обслуживание и эксплуатацию;

K – отношение расходов на обслуживание и эксплуатацию, связанных с деятельностью по обслуживанию измерительных приборов, по учету приобретенного, распределенного и отпущенного природного газа, по контролю измерительных приборов, к общим расходам на обслуживание и эксплуатацию в базовом году.

[Пкт.42 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

43. Стоимость природного газа, приобретенного для покрытия технологического расхода и технических потерь природного газа в передающих и распределительных сетях природного газа (CPG_n), определяется по формулам:

а) стоимость природного газа приобретенного для покрытия технологического расхода и технических потерь природного газа в передающих сетях природного газа:

$$CPG_n = PGT_n \times TFF_n^{it} \quad (40)$$

б) стоимость природного газа, приобретенного для покрытия технологического расхода и технических потерь природного газа в газораспределительных сетях:

$$CPG_n = PGD_n \times TFF_n^{et} \quad (41)$$

где:

$PGTn$ – регулируемый технологический расход и технические потери природного газа в передающих сетях природного газа в году « n », тыс.м³. Объемы технологического расхода и фактических потерь природного газа в передающих сетях природного газа определяются как разница между объемом природного газа, поступающего в передающую сеть природного газа, и объемом природного газа, выходящего из передающих сетей природного газа, на основе показаний установленных измерительных приборов. В то же время включенные в тариф объемы технологического расхода и технических потерь природного газа в передающих сетях не могут быть выше нормативного, определяемого исходя из режима передачи и работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации передающих сетей природного газа, фактически выполненных в году регулирования « n », в соответствии с утвержденной Агентством Методологией;

$PGDn$ – технологический расход и технические потери природного газа в газораспределительных сетях сетевого оператора и переданных на техническое обслуживание. Эти расходы и потери состоят из двух составляющих: технологический расход и технические потери природного газа и коммерческие потери природного газа. Технологический расход и технические потери природного газа определяются за каждый год регулирования « n » согласно утвержденной Агентством Методологии. Технологический расход и технические потери природного газа в газораспределительных сетях на начало года определяются исходя из существующей структуры распределительных сетей природного газа. В конце года регулирования технологический расход и технические потери природного газа корректируются исходя из численности имеющейся структуры распределительных сетей природного газа, выполненных работ, количества конечных потребителей, режима работы и других факторов, в соответствии с утвержденной Агентством Методологией. Коммерческие потери природного газа в газораспределительных сетях по настоящей Методологии устанавливаются на уровне: 1,5% подлежащих распределению объемов природного газа – в первый год действия настоящей Методологии, 1,25% – во второй год, 1% – в 3-й год, 0,75% – в 4-й год и 0,5% – в 5-й год.

44. Технологический расход и технические потери природного газа определяются отдельно по каждому типу распределительной сети природного газа (высокого, среднего и низкого давления), в соответствии с утвержденной Агентством Методологией, а коммерческие применяются на уровне, указанном в пункте 43 настоящей Методологии, к объему газа, подлежащему распределению по соответствующему типу распределительной сети. В этом случае сумма технологического расхода и технических потерь природного газа, определяемых по каждому типу сети в отдельности, должна равняться технологическому расходу и техническим потерям, рассчитанным и включенным в тариф в целом по всем распределительным сетям природного газа:

$$PGD_n = PGD_n^{it} + PGD_n^{mt} + PGD_n^{jt} \quad (42)$$

45. Стоимость электроэнергии, израсходованной оператором передающей системы на компрессорных станциях на передачу природного газа по передающим сетям, определяется

исходя из количества израсходованной электроэнергии, согласно показаниям измерительного оборудования, и закупочного тарифа на электроэнергию, который не может быть выше тарифа на электроэнергию, отпускаемую поставщиком электроэнергии по регулируемым ценам.

[Пкт.45 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

46. В распределительные и административные расходы ($CCGA_n$) включаются все расходы, связанные с заключением договоров, приобретением и продажей природного газа, услугами по передаче и распределению природного газа, приобретением товаров, услуг и работ, расходы по информированию и работе с потребителями, расходы, связанные и необходимые для работы руководящего аппарата, общих и административных подразделений предприятия, административные расходы (банковские, почтовые услуги, на телесвязь, нотариальные, на аудит, подготовку кадров, технику безопасности, охрану, аренду, оценку и контроль качества и т.д.), и другие оправданные расходы, необходимые для осуществления регулируемой деятельности. Распределительные и административные затраты определяются оператором передающей системы, оператором распределительной системы и поставщиком природного газа по регулируемым ценам на первый год действия настоящей Методологии – базовый год, рассматриваются и утверждаются Агентством как базовые затраты ($CCGA_0$) на весь срок действия настоящей Методологии и впоследствии ежегодно корректируются по формуле:

$$CCGA_n = CCGA_0 \times \prod_{i=1}^n (1 + IPCM_n - 0,2 IPCM_n) \quad (43)$$

где:

$0,2 IPCM_n$ – составляющая, предусматривающая повышение эффективности сетевых операторов и поставщиков природного газа по регулируемым ценам, для сокращения распределительных и административных расходов.

[Пкт.46 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

47. Общие распределительные и административные расходы предприятий газовой отрасли, осуществляющих несколько видов регулируемой и/или нерегулируемой деятельности, распределяются между данными видами деятельности пропорционально доходам, полученным по этим видам деятельности в году регулирования « $n-1$ » (согласно положениям пункта 29 настоящей Методологии). Распределительные и административные расходы оператора распределительной системы распределяются между видами распределительных сетей (высокого, среднего и низкого давления) пропорционально затратам на персонал, непосредственно задействованный в процесс по обслуживанию и эксплуатации этих распределительных сетей природного газа.

48. В категорию налогов, сборов и других платежей (T_n) включаются все налоги, сборы и платежи, осуществляемые сетевыми операторами и поставщиками природного газа по регулируемым ценам, предусмотренные законодательством и относимые к расходам согласно закону. Эти налоги и платежи определяются в каждом году регулирования « n » исходя из положений законодательства. Распределение этих налогов и платежей сетевого оператора и/или поставщика природного газа по видам деятельности осуществляется пропорционально доходам, полученным от этих видов деятельности в году регулирования « $n-1$ » (согласно положениям пункта 29 настоящей Методологии), а между видами

распределительной сети (высокого, среднего и низкого давления) – пропорционально затратам на персонал, непосредственно задействованный в процесс по обслуживанию и эксплуатации этих распределительных сетей природного газа.

[Пкт.48 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

49. Оборотные средства на год регулирования «n» (CFR_n) определяются по формулам:
а) у оператора передающей системы:

$$CFR_n = \frac{\alpha}{365} \times (CM_n + CRM_n + CIE_n + CPG_n + CE_n + CCGA_n + T_n) \times Rdn \quad (44)$$

б) у оператора распределительной системы:

$$CFRn = \frac{\alpha}{365} \times (CMn + CRMn + CIEn + CPGn + CCGAn + Tn) \times Rdn \quad (45)$$

с) у поставщика природного газа по регулируемым ценам:

$$CFRn = \frac{\alpha}{365} \times (CMn + CRMn + CCGAn + Tn) \times Rdn \quad (46)$$

где:

α – потребность в оборотных средствах на год «n», выражаемая в днях ежегодного фактурирования, которая определяется на основе режима фактурирования – оплаты природного газа, применяемого к потребителям согласно Положению о поставке и использовании природного газа, утвержденному [Постановлением Административного совета НАРЭ № 415 от 25.05.2011 г.](#) (Официальный монитор Республики Молдова, 2011 г., № 131-133, ст.1126), и режима платежей за приобретенный природный газ и материалы, в соответствии с подписанными с поставщиком договорами. Для всех сетевых операторов и поставщиков природного газа по регулируемым ценам настоящая Методология устанавливает $\alpha = 6$ дней;

Rdn – средняя процентная ставка по банковским кредитам, выданным юридическим лицам в молдавских леях в «n-1» году, опубликованная Национальным банком Молдовы в разделе: «Статистика, денежная статистика, средние процентные ставки, средняя процентная ставка по новым кредитам, выданным по банковской системе в национальной валюте, юридические лица», до 12 месяцев.

[Пкт.49 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

50. Расходы на выплату процентов по банковским кредитам и займам, полученным для оплаты приобретенного импортного природного газа (CDn), определяются исходя из процентной ставки по кредитам и займам и других затрат, сопутствующих получению данных кредитов и займов по условиям договоров. Размер данных расходов рассчитывается по формуле:

$$CDn = C\hat{I}n \times RDMn + CPCn \quad (47)$$

$C\hat{I}n$ – кредиты и займы, полученные владельцами лицензии;
 $RDMn$ – процентная ставка по полученным кредитам и займам;
 $CPCn$ – затраты на получение кредитов и займов.

51. Расходы, возникающие при конвертировании валюты ($CCVn$), – это расходы, связанные с суммовой разницей от покупки валюты для выполнения договорных обязательств, выраженные в иностранной валюте. Эти расходы установлены в тарифе на уровне фактических расходов, нужные и пересмотренные в зарегистрированных в предыдущем годовом отчетом ($n-1$).

52. Стоимость природного газа, приобретенного за счет импорта или в случае необходимости от отечественных производителей поставщиком природного газа по регулируемым ценам ($CGPn$), определяется в молдавских леях исходя из приобретенных объемов природного газа (GPn), средневзвешенной закупочной цены на природный газ в году регулирования « n » (PPn), установленной в валюте приобретения, и средневзвешенного коммерческого обменного курса молдавского лея к валюте приобретения природного газа (CVn). Таким образом, стоимость приобретенного природного газа определяется по формуле:

$$CGP_n = GP_n \times PP_n \times CV_n \quad (48)$$

[Пкт.52 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

53. Стоимость услуги по передаче природного газа ($CSTn$) и стоимость услуг по распределению природного газа ($CSDn$), оплачиваемых поставщиком природного газа по регулируемым ценам оператору передающей системы и операторам распределительной системы, определяется исходя из объемов переданного природного газа (GTn) и распределенного природного газа (GDn) в году регулирования « n » и тарифов на услугу по передаче природного газа (TTn) и на услугу по распределению природного газа (TDn), утвержденных Агентством в установленном законом порядке. Эти стоимости определяются по формулам:

$$CST_n = GT_n \times TT_n \quad (49)$$

$$CSD_n = GD_n^{ip} \times TD_n^{ip} + GD_n^{mp} \times TD_n^{mp} + GD_n^{jp} \times TD_n^{jp} \quad (50)$$

[Пкт.53 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

54. В регулируемые затраты газовых предприятий не включаются расходы на:

а) работы по строительству, реконструкции, приобретению, модернизации, монтажу и испытанию оборудования;

б) запуск новых предприятий, подразделений и агрегатов, на сдачу в эксплуатацию новых предприятий (объектов) и авторский надзор проектных организаций, на устранение недоработок в проектировочных работах, строительство и монтаж, ревизию (демонтаж), устранение неполадок и поломок оборудования, возникших по вине производителей, поставщиков и транспортных организаций, другие капиталовложения;

в) выполнение проектно-строительных работ, на приобретение оборудования, ремонт и содержание объектов жилищного фонда, коммунального, социально-культурного назначения и других объектов, не связанных с регулируемой деятельностью;

d) работы, квалифицируемые как помощь другим предприятиям и организациям, как в виде услуг, так и материальной или финансовой поддержки;

e) на оплату различных штрафов, пеней, покрытие потерь или недостач;

f) выплаченные сомнительные долги;

g) расходы на благотворительные и спонсорские цели;

h) выполнение или оплату работ (услуг), не связанных со сферой оказания услуг по передаче, распределению и поставке природного газа по регулируемым ценам, а также тех, которые возмещаются газовыми предприятиями отдельно от тарифов на услугу по передаче, распределению и поставке природного газа;

i) расходы, связанные с созданием оценочных резервов по рискам и расходам, в том числе по безнадежной дебиторской задолженности;

j) расходы на посреднические организации, консультационные услуги, правовую и иную административную помощь, судебные издержки и сопутствующие государственные пошлины;

k) экономически необоснованные, неоправданные расходы и/или расходы, которые согласно технологическому процессу не являются необходимыми для оказания услуг по передаче, распределению и поставке природного газа.

Все работы, указанные в подпунктах а) и б), включаются в тариф только после сдачи в эксплуатацию долгосрочных материальных и нематериальных активов путем включения их амортизации и рентабельности вложенных инвестиций, как это указано в разделе 6 настоящей Методологии.

[Пкт. 54 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

Раздел 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

55. Регулируемая рентабельность оператора передающей системы (RTn) и оператора распределительной системы (RDn) в году регулирования « n » определяется на основе чистой стоимости долгосрочных материальных и нематериальных активов данных сетевых операторов, используемых в регулируемой деятельности по передаче природного газа и распределению природного газа, и уровня рентабельности, по формуле:

$$RTn (RDn) = VNAEn \times Rre_n + VNAIN \times Rri_n \quad (51)$$

где:

$VNAEn$ – чистая стоимость в году « n » долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года (включительно). Настоящая Методология предусматривает, что чистая стоимость данных долгосрочных материальных и нематериальных активов, включаемая в расчет рентабельности, *определяется по формулам:*

а) в случае переоценки долгосрочных материальных и нематериальных активов:

$$VNAEn = \frac{VBAE_{n-1}}{K} \quad (52)$$

где:

$VBAE_{n-1}$ – учетная стоимость на начало года регулирования « n » долгосрочных материальных и нематериальных активов оператора передающей системы (операторов распределительной системы) природного газа, сданных в эксплуатацию до 2003 года;

K – коэффициент повышения учетной стоимости долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года, в результате переоценки, проведенной в 2009 году. Этот коэффициент определяется:

$$K = \frac{VBAEd}{VBAEp} \quad (53)$$

где:

$VBAEd$ – учетная стоимость после переоценки долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года (переоценка проведена в 2009 году);

$VBAEp$ – учетная стоимость до проведенной в 2009 году переоценки долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года (по состоянию на 31.12.2008 г.);

б) в случае, когда не была проведена переоценка долгосрочных материальных и нематериальных активов, их чистая стоимость определяется как разница между первоначальной стоимостью и амортизацией, накопившейся к началу года регулирования « n »:

$$VNAEn = VIAE - UAE_{n-1} \quad (54)$$

где:

$VIAE$ – первоначальная стоимость долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года;

UAE_{n-1} – амортизация долгосрочных материальных и нематериальных активов, накопившаяся от их сдачи в эксплуатацию до начала года « n ».

Rre_n – уровень рентабельности имеющихся чистых долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию до 2003 года. Настоящей Методологией уровень рентабельности имеющихся долгосрочных материальных и нематериальных активов устанавливается на уровне 5%. Данный уровень применяется при условии использования данных средств для выполнения инвестиционного плана, утвержденного Агентством.

$VNAIn$ – чистая стоимость в году « n » новых долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию в результате инвестиций, вложенных оператором передающей системы (оператором распределительной системы), с 2004 года и до начала года « n ». Эта стоимость определяется как разница между первоначальной стоимостью и амортизацией данных долгосрочных материальных и нематериальных активов, накопившейся с момента сдачи в эксплуатацию и до начала года « n »:

$$VNAIn = VIAIn - UAI_{n-1} \quad (55)$$

где:

$VIAI_n$ – первоначальная стоимость новых долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию в результате вложенных инвестиций с 2004 года и до начала года «n»;

UAI_{n-1} – амортизация долгосрочных материальных и нематериальных активов, накопившаяся в период после сдачи в эксплуатацию и до начала года «n»;

Rri_n – регулируемый уровень рентабельности в году «n» новых долгосрочных материальных и нематериальных активов, сданных в эксплуатацию в результате вложенных инвестиций, начиная с 2004 года. Этот уровень рентабельности рассчитывается ежегодно по методу средневзвешенной стоимости капитала (WACC) следующим образом:

$$Rri_n = \frac{Re}{(1 - t)} \times \frac{E}{(E + D)} + Rd \times \frac{D}{(E + D)} \quad (56)$$

где:

Re – стоимость собственного капитала, рассчитанная после налогообложения, %;

Rd – стоимость заемного капитала, %;

E – собственный капитал;

D – заемный капитал;

t – ставка подоходного налога, применяемого согласно положениям [Налогового кодекса](#).

Значения показателей, расчетные формулы и источник определения изложены в приложении к настоящей Методологии.

56. Настоящая Методология устанавливает следующие принципы осуществления инвестиций:

1) Операторы передающих систем и распределительных систем природного газа согласно закону разрабатывают и ежегодно представляют на утверждение Агентству до 1 декабря инвестиционный план на следующий календарный год, содержащий следующие разделы:

а) инвестиции в развитие передающих и распределительных сетей природного газа (строительство новых передающих и распределительных сетей природного газа, распределительных, компрессорных, регулирующих, измерительных станций, оборудование по коммерческому измерению природного газа, установленное на регулирующих и измерительных станциях и пунктах, для измерения дебета природного газа в распределительных сетях высокого, среднего и низкого давления и т.д.);

б) инвестиции в существующие газовые сети (реконструкция, обновление, модернизация, капитальный ремонт, установка оборудования по коммерческому измерению природного газа на регулирующих и измерительных станциях (пунктах), для измерения дебета природного газа в распределительных сетях высокого, среднего и низкого давления и т.д., покупка материальных активов в виде основных средств);

с) инвестиции в транспортные средства;

д) инвестиции в здания и сооружения;

е) инвестиции в вычислительную технику, телерадиосвязь;

ф) инвестиции в нематериальные активы (программы, системы, лицензии и т.д.);

г) другие инвестиции, связанные с деятельностью по передаче, распределению и поставке природного газа.

2) В инвестиционном плане обязательно указываются:

а) стоимость запланированных инвестиций в целом и по каждому разделу в отдельности и источники финансирования;

б) описание запланированных инвестиционных разделов и по каждому объекту в отдельности, их стоимость и результаты, которые предполагается достичь за счет вложения инвестиций (газификация населенных пунктов, число новых потребителей, которые предполагается подсоединить к газовым сетям в результате газификации, повышение качества и надежности снабжения природным газом конечных потребителей, сокращение количества и времени плановых и неплановых отключений, снижение потерь природного газа в передающих и распределительных сетях, сокращение расходов на передачу, распределение, административных расходов, их влияния на тариф и др.).

3) Агентство утверждает инвестиционные планы на следующий календарный год не позднее 31 декабря текущего года и вправе не принимать представленные сетевыми операторами инвестиционные планы или отдельные инвестиции из этих планов в случаях, когда:

а) инвестиционные планы не соответствуют требованиям, предусмотренным подпунктами 1) и 2);

б) инвестиции не связаны с регулируемой деятельностью;

с) предусмотренные работы не связаны с инвестициями и должны быть отнесены на расходы;

д) инвестиции не должны финансироваться сетевым оператором или же должны быть возмещены сетевыми операторами через страховые компании (страховки, включенные в тариф), через судебные инстанции и т.д.;

е) инвестиции не являются необходимыми, не приносят экономической выгоды, а ведут только к увеличению тарифов.

4) В марте каждого отчетного года операторы передающих систем и распределительных систем представляют Агентству отчеты о реализации инвестиционных планов, утвержденных в предыдущем году, в которых отражаются предусмотренные планом инвестиции и фактически сданные в эксплуатацию, их стоимость, годовая амортизация и достигнутые результаты.

5) Инвестиции, вложенные согласно утвержденному Агентством инвестиционному плану, включаются в расчет тарифов в соответствии с положениями настоящей Методологии, а инвестиции, вложенные вне инвестиционного плана, могут учитываться только в том случае, если дают дополнительное экономическое преимущество к предусмотренным планом задачам и адекватно стоимости данных инвестиций.

57. Расчет регулируемой рентабельности по каждому виду распределительной сети природного газа («IP»; «MP»; «JP») осуществляется по формуле:

а) соответствующей распределительным сетям природного газа высокого давления:

$$RD_n^{ip} = RD_n \times \frac{BA_n^{ip}}{(BA_n^{ip} + BA_n^{mp} + BA_n^{jp})} \quad (57)$$

б) соответствующей распределительным сетям природного газа среднего давления:

$$RD_n^{mp} = RD_n \times \frac{BA_n^{mp}}{(BA_n^{ip} + BA_n^{mp} + BA_n^{jp})} \quad (58)$$

с) соответствующей распределительным сетям природного газа низкого давления:

$$RD_n^{jp} = RD_n \times \frac{BA_n^{jp}}{(BA_n^{ip} + BA_n^{mp} + BA_n^{jp})} \quad (59)$$

где:

RD_n – регулируемая рентабельность оператора распределительной систем в году регулирования « n », определяемая согласно положениям пункта 55 настоящей Методологии;

$BA_n^{ip}; BA_n^{mp}; BA_n^{jp}$ – учетная стоимость долгосрочных материальных и нематериальных активов, относящихся к распределительным сетям природного газа высокого, среднего и низкого давления.

58. Регулируемая рентабельность поставщиков природного газа по регулируемым ценам в году регулирования « n » определяется по формуле:

$$RFn = CGP_n \times \frac{Rrn}{100} \quad (60)$$

где:

CGP_n – стоимость природного газа, приобретенного в году регулирования « n » за счет импорта или в случае необходимости у отечественных производителей, определяемая согласно положениям пункта 51 настоящей Методологии;

Rrn – уровень рентабельности поставщика в году регулирования « n », %. Этот уровень устанавливается и утверждается Постановлением Административного совета Агентства с соблюдением принципов, установленных [Законом о природном газе](#), в размере, не превышающем уровень базовой ставки, применяемой Национальным банком Молдовы по основным операциям краткосрочной денежной политики.

[Пкт.58 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

59. В случае, когда импортный природный газ или в случае необходимости газ от отечественных производителей приобретается поставщиком природного газа, а поставка этого газа конечным потребителям осуществляется другими поставщиками природного газа по регулируемым ценам, уровень рентабельности, применяемый в соответствии с пунктом 58 настоящей Методологии, делится в пропорции 0,25 для поставщика-импортера или закупившего природный газ у отечественных производителей и 0,75 – поставщика, отпускающего газ конечным потребителям.

[Пкт.59 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

Раздел 7

УТВЕРЖДЕНИЕ, ОБНОВЛЕНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ТАРИФОВ

60. Тариф на услугу по передаче природного газа, на услугу по распределению природного газа, тариф на поставку природного газа и конечные тарифы на природный газ, отпускаемый поставщиком природного газа по регулируемым тарифам, определяются ежегодно сетевыми операторами и поставщиками и утверждаются Административным советом Агентства в соответствии с положениями настоящей Методологии. Для этого в начале каждого года сетевые операторы и поставщики природного газа по регулируемым тарифам представляют Агентству расчет тарифов на следующий год, выполненный в соответствии с настоящей Методологией. Агентство рассматривает представленные материалы и при установлении наличия обоснованных причин для изменения тарифов обновляет, утверждает и публикует новые тарифы, вступающие в силу и фактически применяемые с даты установленной в Постановлении Административного совета Агентства, опубликованном в Официальном мониторе Республики Молдова.

[Пкт.60 изменен [Пост. НАРЭ N 01/2016 от 13.01.2016](#), в силу 22.01.2016]

61. Сетевые операторы и поставщики природного газа по регулируемым ценам вправе обращаться в Агентство с просьбой о пересмотре тарифов в течение отчетного года при наличии объективных факторов, не подконтрольных газовым предприятиям (изменение закупочных цен на природный газ, электроэнергию, колебание обменного курса национальной валюты, появление законодательных и нормативных актов, ведущих к повышению затрат на передачу, распределение, поставку и т.д.), оправдывающих такое обновление и ведущих к созданию отклонения более чем на 5% от ежегодных затрат оператора передающей системы, оператора распределительной систем и на 3% от ежегодных затрат поставщика природного газа по регулируемым ценам, установленных в тарифах. В этом случае сетевые операторы и/или поставщики представляют Агентству анализ влияющих факторов и отклонений между показателями, включенными в расчет тарифов, и отмечаемых фактически, а Агентство в этих случаях вправе корректировать тарифы в каждом полугодии или чаще, в зависимости от степени влияния объективных факторов на тарифы.

[Пкт.61 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

62. В случае изменения в определенном году на национальном уровне минимально гарантированного размера заработной платы в реальном секторе расходы на персонал в соответствующем году обновляются исходя из нового минимально гарантированного размера.

63. В случае нецелевого использования материальных затрат (CMn), расходов на содержание и эксплуатацию долгосрочных материальных и нематериальных активов ($CIEn$), Агентство при обновлении тарифов на услугу по передаче, распределению и поставке природного газа по регулируемым ценам, сокращает данные затраты на сумму расходов, направленных на другие цели.

[Пкт.63 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

64. Тарифные отклонения, возникшие в течение отчетного года, включаются в тариф следующего года с обновлением исходя из уровня рентабельности (Rrn – для операторов газовых сетей) или средней процентной ставки по банковским кредитам (Rdn – для поставщиков) на основе значений данных отклонений, рассчитываемых ежемесячно. При изменении тарифов в течение отчетного года тарифные отклонения (Dev), возникшие в предыдущем периоде отчетного года, полностью учитываются при расчете новых тарифов.

В этом случае тарифные отклонения включаются в тариф для их возврата до конца отчетного года.

65. В случае, когда в период действия Методологии утверждаются законодательные или нормативно-регулирующие акты, влияющие на уровень расходов на услугу по передаче, распределению и поставке природного газа, эти изменения учитываются Агентством при ежегодной корректировке регулируемых тарифов.

[Пкт.66 утратил силу согласно [Пост. НАРЭ N 01/2016 от 13.01.2016](#), в силу 22.01.2016]

67. Настоящая Методология обязательна для операторов передающих систем, операторов распределительных систем и поставщиков природного газа по регулируемым ценам.

[Пкт.67 изменен [Пост. НАРЭ N 57/2017 от 23.02.2017](#), в силу 05.05.2017]

Приложение

Показатели, формулы и источник определения расчетных значений уровня рентабельности долгосрочных активов R_r на основе средневзвешенной стоимости капитала (WACC)

Показатели	Расчетные символы и/или формулы	Источники определения показателей	Значения показателей
Ставка, свободная от риска, %	rf	Свободная от риска ставка США, средняя ставка за предыдущий год по казначейским ценным бумагам со сроком обращения 10 лет, публикуемая Федеральной резервной системой (www.federalreserve.gov) в разделе: Economic Research & Data /Data Releases/Selected Interest Rates-H.15/Historical Data, Treasury constant maturities, 10 years, Annual	Определяется ежегодно
Ставка риска страны, %	rt	Применяется 6,75% в случае, когда ставка риска Республики Молдова, опубликованная DAMODARAN, выше этого уровня. В случае, когда ставка риска ниже 6,75%, применяется ставка, опубликованная в источнике: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ , в разделе: Updated Data, Data Sets, Risk Premium for Other Markets, Country Risk premium	Установлена как предельный уровень на срок действия Методологии, равна 6,75%. Если в определенном году опубликованное значение ниже предельного, применяется

			опубликованное значение.
Отношение заемного капитала к собственному капиталу	d/e	Применяется отношение 35% к 65%, устойчивое на весь срок действия тарифной Методологии.	0,54 на весь срок Методологии
Отношение заемного капитала к общему капиталу	$d/(d+e)$	Определяется, исходя из отношения d/e , равного 35% к 65%	0,35 на весь срок Методологии
Отношение собственного капитала к общему капиталу	$e/(d+e)$	Определяется, исходя из отношения d/e , равного 35% к 65%	0,65 на весь срок Методологии
Системный риск промышленности (без учета долга)	β	Средняя величина, соответствующая компаниям газовой отрасли США, опубликованная в январе 2013 в источнике: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ в разделе: Data Sets, Levered an Unlevered Betas by Industry, Natural Gas Utility, Unlevered Beta	0,31 на весь срок Методологии
Ставка налога на прибыль	t	Согласно Налоговому кодексу	Определяется ежегодно
Системный риск промышленности, откорректированный по степени долга	β_d	Определяется по формуле: $\beta_d = \beta + d/e \times \beta(1-t)$	Определяется ежегодно
Риск рынка, %	$(r_m - r_f)$	Риск рынка, определенный в январе 2013 г. как среднеарифметическое значение за последние 10 лет в США (Stock-T. Bonds) и опубликованный в источнике: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ в разделе: Data Sets, Historical Return on Stoks, Bonds and Bills, Arithmetic Average, Risk Premium	Постоянный на весь срок действия Методологии
Стоимость собственного капитала, %	R_e	Определяется по формуле: $R_e = r_f + r_t + \beta_d \times (r_m - r_f)$	Определяется ежегодно
Стоимость заемного капитала, %	R_d	Ежегодная стоимость заемного капитала предприятия. Определяется ежегодно как среднее значение, рассчитанное на основе	Определяется ежегодно

		текущего процента эффективного займа, хорошо управляемого на показательном национальном и международном рынке. Его стоимость соответствует средней ставке по кредитам, выданным в иностранной валюте в году, предшествующем году расчета тарифа, опубликованной Национальным банком Молдовы в разделах: Денежная статистика, Средние процентные ставки, Средняя ставка по кредитам, выданным в иностранной валюте (юридические лица) более 12 месяцев.	
Уровень рентабельности, %	Rr	Определяется согласно WACC: $Rr = WACC = Re / (1 - t) \times e / (d + e) + Rd \times d / (d + e)$	Определяется ежегодно