

## **МЕТОДИКА**

### **ЗА**

## **ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЦЕНИ ЗА ДОСТЪП И ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ, СОБСТВЕНОСТ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД**

### **Глава първа**

#### **ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ**

Чл. 1. (1) С тази методика се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през националната газопреносна мрежа и по газопреносната мрежа за транзитен пренос, собственост на “Булгартрансгаз” ЕАД, вкл.:

1. модел за определяне на цените по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги;

2. определяне на тарифи и тарифни структури;

3. начинът за образуване на цените при регулиране чрез метода „горна граница на приходи”;

4. основните изисквания и елементи за образуване на цените;

5. механизъм за разпределение на разходите (респ. на необходимите приходи) по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги;

6. редът за образуване и изменение на цените.

(2) Методиката се прилага по отношение образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през всяка от газопреносните мрежи, собственост на оператора „Булгартрансгаз” ЕАД или през преносна система.

Чл. 2. (1) Целта на методиката е да гарантира определянето на цени поотделно за входните точки и за изходните точки, както и за установените ценови зони при спазване на следните принципи:

1. прозрачност при определяне на цените;

2. прилагане на цените по недискриминационен начин за ползвателите на съответните мрежи;

3. отчитане необходимостта от цялостност на мрежите и техните подобрения;

4. отразяване на ефективните разходи, необходими за предоставяне на услуги по пренос на природен газ;

5. включване на икономически обоснована възвръщаемост върху съществуващите активи и новите инвестиции.

(2) Механизмът за разпределение на разходите (респ. на утвърдените необходими годишни приходи) по входни точки/зони и изходни точки/зони, осигурява формирането на недискриминационни цени, които отразяват разходите и подпомагат ефикасната търговия с природен газ и ефикасното използване на газопреносните мрежи, като същевременно предотвратяват кръстосаното субсидиране между ползватели на мрежите.

Чл. 3. Цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносни мрежи се образуват при спазване на принципите за ценово регулиране, регламентирани в Закона за енергетиката.

## **Глава втора**

### **МОДЕЛ ЗА ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ**

Чл. 4. (1) Цените за достъп и пренос по газопреносните мрежи се определят в съответствие с входно-изходен модел за достъп до газопреносните мрежи. За целите на прилагане на входно-изходен ценови модел, двете мрежи собственост на “Булгартрансгаз” ЕАД, могат да се разглеждат като една обща преносна система.

(2) При определянето на цените се взема предвид следното:

1. Входните точки и изходните точки и ценовите зони, определени от оператора за съответната газопреносна мрежа или за преносната система;

2. Цените за достъп и пренос се определят поотделно за входните точки /зони и изходни точки/ зони на съответната преносна мрежа или на преносната система.

(3) Цените за всяка входна точка и за всяка изходна точка, както и за всяка ценова зона се определят от оператора по начина и при условията, определени в тази методика.

(4) При прилагане на входно-изходния модел могат да се сключват отделни и независими един от друг договори за използване на входен и изходен капацитет на газопреносните мрежи.

Чл. 5. (1) Операторът определя входните точки, изходните точки и ценовите зони за

съответната преносна мрежа или за преносната система в зависимост от специфичните характеристики на мрежата/системата.

(2) Операторът публикува определените по ал. 1 входни точки, изходни точки и ценови зони на своята интернет страница.

(3) При промяна на определените за съответната газопреносна мрежа или за преносната система входни точки, изходни точки и ценови зони операторът е длъжен да публикува изменението най-малко 1 месец преди влизане в сила на промяната. Всяко изменение на входните точки, изходните точки и ценовите зони за газопреносната мрежа/система се прилага от началото на ценови период.

## **Глава трета**

### **НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ**

#### **Раздел I. Основни принципи**

Чл. 6. (1) Утвърдените необходими годишни приходи на оператора за всяка преносна мрежа или за преносната система покриват разходите на оператора, които са му необходими да осигури:

1. Услугите по пренос на природен газ през преносна мрежа/система;
2. Безопасното и надеждно управление и експлоатация на преносната мрежа/система;
3. Поддържане и развитие на преносната мрежа/система;
4. Предоставянето на допълнителни услуги, които са приети от ДКЕВР за обосновани;
5. Прилагането на механизмите за управление на претоварването в газопреносната мрежа/система;
6. Управление, разпространение и обмен на информация за целите на осигуряване на ефективна, прозрачна и надеждна работа на газопреносната мрежа/система;
7. Дейността по пренос на природен газ съгласно чл.170, ал.2 от Закона за енергетиката

(2) Утвърдените необходими годишни приходи за всяка година от съответния регулаторен период за всяка от преносните мрежи или за преносната система се образуват от оператора по метода “горна граница на приходи”.

(3) Всеки регулаторен период, с изключение на първия, е с продължителност 5 години.

Първият регулаторен период е с продължителност 3 години.

(4) За начало на всеки регулаторен период се приема първият ден на съответната календарна година, от която започват да се изчисляват необходимите годишни приходи за този период.

(5) Цените за достъп и пренос на природен газ могат да се образуват от оператора за всеки ценови период от регулаторния период поотделно за преноса на природен газ по националната газопрепосна мрежа и за преноса на природен газ по газопрепосната мрежа за транзитен пренос или за преносната система.

## **Раздел II. Образуване на необходимите приходи**

Чл. 7. (1) Необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период се определят както следва:

$$НГП_t = БНГП_t + C_t$$

НГП<sub>t</sub> - утвърдени необходими годишни приходи за съответната година от регулаторния период;

БНГП<sub>t</sub> - базови необходими годишни приходи за съответната година от регулаторния период;

C<sub>t</sub> са директно прехвърляеми разходи за съответната година от регулаторния период (съгласно чл. 17);

t - съответна година от разглеждания период.

(2) Базовият необходим годишен приход се определя в съответствие със следната формула:

$$БНГП_t = БНГП_{t-1}(1 + I_{t-1})(1-X)$$

където:

I<sub>t-1</sub> - е прогнозната инфлация за годината предхождаща годината t, измерена с Индекса на потребителските цени;

X - коефициент за изглаждане на необходимите годишни приходи за регулаторния период.

(3) Коефициентът X се получава при решаване на следното уравнение:

$$\sum_{t=1}^n \frac{ГИС_t}{(1 + НВ)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{БНГП_0(1 - X)^t}{(1 + НВ)^t}$$

където:

$ГИС_t$  – годишна изчислена сума от експлоатационни разходи, амортизации и възвращаемост на активите за година  $t$ , необходими за дейността по преноса на природен газ, определени въз основа на икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, на база на одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора съгласно формулата:

$$ГИС_t = P_t + A_t + БВ_t * НВ$$

където:

$P_t$  - Експлоатационни разходи за образуване на базовите необходими годишни приходи за съответната година (съгласно чл. 9);

$A_t$  - изчислена годишна амортизация за образуване на базовите необходими годишни приходи за съответната година (съгласно чл. 12);

$БВ_t$  - изчислена база на възвръщаемост за образуване на необходимия годишен приход за съответната година (съгласно чл. 13);

$НВ$  - норма на възвръщаемост на капитала на дружеството (съгласно чл. 14) одобрена от ДКЕВР за регулаторния период;

$n$  - брой години в регулаторния период;

$БНГП_0$  - прогнозни базови необходими годишни приходи за базовата година ( $t=0$ ), определени в съответствие с отчетните и одобрените прогнозни данни за базовата година, представени в одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора по формулата:

$$БНГП_0 = ГИС_0 = P_0 + A_0 + БВ_0 * НВ$$

Чл. 8. Икономически обоснованите разходи за дейността са прогнозните разумни разходи, необходими за дейността по пренос през газопреводна мрежа/система, определени на база одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора.

Чл. 9. (1) Експлоатационните контролируеми разходи за съответната година от регулаторния период включват на база на индексирани по следната формула.

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 - E)$$

където:

$P_{t-1}$  - експлоатационни контролируеми разходи за предходната година от регулаторния период.

$E$  - коефициент за подобряване на ефективността, определен с решение на ДКЕВР преди началото на регулаторния период, който се прилага за всеки ценови период от регулаторния период;

(2) Началното ниво на експлоатационните контролируеми разходи се определя на база прогнозния среден размер на годишните експлоатационни разходи, необходими за дейността по преноса на природен газ за регулаторния период, определени на база на одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора.

Чл. 10. (1) Експлоатационните разходи се разделят в две основни групи: условно-постоянни експлоатационни разходи и променливи експлоатационни разходи в зависимост от връзката им с пренесените количества природен газ. Разходите във всяка от посочените групи се посочват и по икономически елементи.

(2) Условно-постоянните експлоатационни разходи включват разходите за дейността по преноса на природен газ през газопреносна мрежа или през преносната система, които не са в пряка зависимост от прогнозните количества пренесен природен газ, в това число разходи за експлоатация и поддръжка, ремонти и други.

(3) Променливите разходи за дейността по преноса на природен газ зависят от количествата пренесен природен газ през газопреносна мрежа/система.

Чл. 11. (1) В разходите за дейността не се включват разходи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ през съответната газопреносна мрежа или през преносната система, финансови разходи, разходи, които имат случаен и/или извънреден характер, както и:

1. разходи за данък върху печалбата;
2. разходи за бъдещи периоди;
3. разходите за загуби от обезценки;
4. текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративно подоходно облагане;
5. текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси;

6. разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи;
7. разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори;
8. разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период;
9. разходите по чл. 204 на Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО;
10. разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от лицензианта;
11. разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на ползвателите на мрежата или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност.

(2) В разходите за дейността по пренос на природен газ през газопреносната мрежа за транзитен пренос до изходни трансгранични или междусистемни точки не се включват разходи за горивния газ, използван в компресорните станции за извършване на преноса и разходите за предварително дефинирани количества природен газ за технологични нужди.

Необходимите количества природен газ за тези цели се осигуряват от ползвателите на мрежата и се предоставят на оператора извън определената цена за пренос. Дължимите количества се определят при прозрачни и недискриминационни условия и съобразно правила, публикувани от Оператора на неговата интернет страница. Всички дължими данъци, такси и акцизи за предоставения горивен газ и газ за технологични нужди са за сметка на оператора и се включват в цената за достъп и пренос на природен газ.

Чл. 12. (1) Разходите за амортизация за образуване на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по преноса на природен газ и определени на база на одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора.

(2) За регулаторни цели разходите за амортизация се изчисляват на основата на обоснован икономически и технически полезен живот на активите, съгласно Приложение № 1 към тази методика, чрез прилагане на линеен метод за амортизация

(3) Разходите за амортизация се начисляват след датата на въвеждане на съответния актив в експлоатация.

Чл.13. (1) Базата на възвръщаемост е базата, върху която операторът получава възвръщаемост от вложения капитал.

(2) Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по съответната мрежа или преносната система и се определя на база одобрен от ДКЕВР Бизнес план на оператора. Базата на възвръщаемост се изчислява по следната формула:

$$БВ_t = A_{t-1} + Инв_t - Ам_t - \Phi_t + ОК_t$$

където:

$БВ_t$  - база на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за година  $t$  от регулаторния период;

$A_{t-1}$  - Прогнозната нетна (балансова) стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, към края на предходната година;

$Инв_t$  – инвестиционна компонента за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период, определена като сума на прогнозните инвестиции за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с одобрен Бизнес план на оператора;

$Ам_t$  – амортизационна компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период определена като сума от прогнозната годишна амортизация на съществуващите активи и на новите инвестиции планирани за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с одобрен от ДКЕВР Бизнес план на оператора.

$\Phi_t$  – Прогнозната балансова стойност на безвъзмездното финансиране на активи, към края на съответната година от регулаторния период, в т.ч. за сметка на такса присъединяване, по грантови схеми, дарения, помощи, от потребители и др. в съответствие с одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора;

$ОК_t$  - необходим оборотен капитал за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период, представляващ необходимата капиталова сума, използвана в процеса на финансиране на годишната дейност на оператора. Необходимият оборотен капитал се формира като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи за съответната година от регулаторния период за дейността по пренос на база одобрения от ДКЕВР Бизнес план на оператора, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания;

(3) В стойността на дълготрайните активи/прогнозните инвестиции, свързани с дейността по преноса на природен газ по съответната мрежа или преносната система, не се включват:



1. активи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ (в т.ч. почивни станции други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация;
2. активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период;
3. активи под формата на незавършено строителство.

Чл. 14. (1) Нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране.

(2) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане, по следната формула:

$$NB = D_{CK} * \left( \frac{NB_{CK}}{1 - \frac{DC}{100}} \right) + D_{PK} * NB_{PK}$$

където

NB - норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

Dск - дял на собствения капитал в общия капитал;

NBск - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС - корпоративен данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

Dпк - дял на привлечения капитал в общия капитал;

NBпк - норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

(3) Нормата на възвръщаемост на капитала се изчислява за целия капитал на дружеството.

Чл. 15. (1) Собственият капитал не включва финансовия резултат за текущия период (печалба или загуба) от дейността на дружеството.

(2) Комисията одобрява нормата на възвръщаемост на собствения капитал, съгласно чл.18, при отчитане на фактори, като: сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната,

алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на дружеството, финансова история на дружеството.

(3) За регулаторния период комисията одобрява подходяща целева капиталова структура.

Чл. 16. (1) Привлеченият капитал включва възмездни заеми и задължения по договори за финансов лизинг.

(2) Комисията може да определи максимална пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

(3) При изчисление на средната цена на привлечения капитал, Комисията взема под внимание годишните лихви по съществуващите договори за заем и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

(4) В случаите, когато е сключен договор за финансов лизинг и не е посочен постоянен лихвен процент, Комисията определя среден лихвен процент за целия период, в рамките на срока на договора.

Чл. 17. (1) Директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват следните елементи:

1. Разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора съгласно „План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент № 994/2010 г.“, одобрен със Заповед на министъра на икономиката енергетиката и туризма;

2. Дял от таксите за съответната преносна мрежа, дължими от оператора за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ, както и други дължими такси за съответната година;

3. Акциз върху горивния газ и технологичните разходи;

4. Лицензионни такси, дължими от оператора по ЗЕ;

(2) Директно прехвърляемите разходи се намаляват с приходите от други услуги, свързани с лицензионната дейност.

### **Раздел III. Утвърждаване на необходимите годишни приходи**

Чл. 18. (1) Преди началото на всеки регулаторен период, по предложение на оператора,

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение утвърждава на оператора:

1. Необходимите годишни приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период поотделно за всяка газопреносна мрежа или общи необходими годишни приходи за преносната система за първата година от регулаторния период;

2. Базата за възвращаемост за първата година от регулаторния период;

3. Нормата на възвращаемост на капитала за регулаторния период;

4. Прогнозен размер на разходите по чл.7, ал.1 за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обосновааност;

5. Коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

6. Съотношението за разпределението на необходимите приходи по входни и изходни точки.

7. Съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ.

(2) С решението по ал.1 Държавната комисия за енергийно и водно регулиране определя начина на прилагане на входно-изходния модел за съответния регулаторен период или за ценови период в рамките на регулаторен период: за всяка от газопреносните мрежи или за преносната система.

(3) Предложението по ал.1 се изготвя и внася от оператора със заявление в ДКЕВР в срок до 4 (четири) месеца преди изтичане на регулаторния период. Към заявлението операторът прилага:

1. Писмена обосновка и доказателства за отделните разходи, както и за връзката им с изпълнението на дейността по пренос на природен газ.

2. Техничко-икономическа и евентуално друга необходима обосновка относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период по години, по направления и групи обекти, като в тях не се включват инвестиции, чрез които се създават или придобиват активи по смисъла на чл. 13, ал. 3 от методиката.

(4) Комисията може да изисква от оператора представяне на подробен отчет и анализ за изпълнението на инвестициите и постигнатите резултати по отношение на качеството на природния газ и обслужването на клиентите.

(5) Операторът може да иска изменение на утвърдените по ал.1, т.6 и 7 параметри за

всеки ценови период в рамките на регулаторен период.

Чл. 19. Комисията може да изменя размера на необходимите годишни приходи в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период:

1. с инфлационен индекс (И) за предходна година на основата на данни от Националния статистически институт съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации);

2. с показатели въз основа на изпълнението (качество на природния газ, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на оператора се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции;

3. със стойността на изпълнените и отчетените инвестиции на основата на достоверни данни за нетекущите активи по видове дейности съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

4. с фактора  $Z$ , който представлява абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период; в случаите, когато прогнозните разходи са по-високи от отчетените, необходимите приходи се намаляват за следващия ценови период, и обратно - когато отчетените разходи са по-високи от прогнозните, необходимите приходи се увеличават с тази сума за следващия ценови период.

Чл. 20. Комисията има право да изменя размера на необходимите годишни приходи по време на ценовия период:

1. с показатели въз основа на изпълнението (качество на природния газ, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на оператора се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции;

2. със стойността на разликата между прогнозни и отчетени инвестиции за предишен период;

3. със стойността на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен период;

4. с размера на технологични разходи на Оператора при пренос през преносната мрежа на природен газ, като определя целевата им стойност при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;

(2) В случаите по ал. 1 комисията може да приеме съкратени процедури и срокове.

## Глава четвърта

### ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ТАРИФНА СТРУКТУРА НА ЦЕНИ ЗА ДОСТЪП И ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Чл. 21. (1) Тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през националната газопреносна мрежа и през газопреносната мрежа за транзитен пренос или през преносната система се определя от оператора, при стриктно спазване на условията и изискванията на настоящата методика.

(2) С цел образуване на цените за достъп и пренос през всяка от газопреносните мрежи или през преносната система, утвърдените необходими годишни приходи се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура, определена по чл.21.

Чл. 22. (1) Цените от тарифната структура включват:

1. Цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в мерна единица лева/MWh/ден/период на предоставяне;

2. Цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в мерна единица лева/MWh.

(2) Цената за достъп се определя за правото на ползвателя на мрежата да използва капацитет на мрежата в съответните входни точки, изходни точки и/или зони, при условия, размер и срокове, определени в сключен с оператора договор. Цената за достъп е диференцирана по входни и изходни точки и ценови зони в зависимост от предлаганите услуги в тези точки/зони.

(3) Цената за пренос се определя за количествата природен газ, пренесени при условията на сключен договор за пренос. Цената за пренесени количества природен газ е еднаква за всички входни и изходни точки и ценови зони.

Чл. 23. (1) Цените за достъп се изчисляват по видове услуги за предоставяне на капацитет за всяка входна точка/зона и изходна точка/зона на съответната газопреносна мрежа или за газопреносната система при спазване на механизма за разпределяне на разходите по глава пета от методиката и могат да включват:

1. Цени за достъп при референтен твърд годишен капацитет;

2. Цени за достъп при краткосрочен твърд капацитет за ден, месец и за тримесечие;

3. Цени за достъп при прекъсваем капацитет;

4. Цени за достъп при виртуален реверсивен капацитет на търговска база (backhaul);

(2) Цените за достъп се определят на база на утвърдените необходими годишни приходи, намалени с утвърдените необходими годишни приходи, алокирани за образуване на цената за пренос.

(3) Цените за достъп при прекъсваем капацитет се определят, като се отчете вероятността от прекъсване.

(4) Цената за достъп се начислява на база на предоставен капацитет във входните точки/зони и изходни точки/зони и по видове предлагани услуги, съгласно сключен договор с оператора.

Чл. 24. (1) Операторът предлага следните услуги по преноса на природен газ, за съответните входни и изходни точки/ценови зони на газопреносна мрежа или на преносната система:

1. Краткосрочни или дългосрочни услуги по пренос на база договорен твърд капацитет;

2. Краткосрочни или дългосрочни услуги по пренос на база договорен прекъсваем капацитет (физически или виртуален);

(2) Видовете услуги по преноса на природен газ, предлагани от оператора, са подробно описани в Правила за ползване на газопреносните мрежи, публикувани на интернет страницата на оператора.

Чл. 25. (1) Цената за пренос се определя на база на утвърдените необходими годишни приходи, алокирани за образуване на цената за пренос.

(2) Необходимите годишни приходи, които се събират от цената за пренос, могат да се определят като част от общите необходими годишни приходи или да бъдат калкулирани, като включат променливите разходи за осъществяване на дейността по пренос на природен газ през съответната мрежа или през преносната система.

(3) Цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. Тези разходи се посочват като отделна компонента в цената.

(4) в случай, че ползватели на мрежата не ползват определена услуга за съответните входни и изходни точки/зони и разходите за предоставяне на тази услуга са индивидуализирани за конкретните ползватели на мрежата, те не заплащат компонентата в цената за пренос, свързана със съответната услуга.

Чл. 26. Цените за достъп и пренос по газопреносна мрежа/система не включват такси за

дисбаланс и такса за превишение на договорения капацитет, които се начисляват отделно по одобрени от ДКЕВР методики.

Чл. 27. (1) Цените за достъп и пренос се определят от оператора за всеки ценови период от регулаторния период, на база на утвърдените от Комисията необходими приходи.

(2) Определените цени са без включен данък добавена стойност, който се начислява по реда на действащото законодателство.

## **Глава пета**

### **Механизъм за разпределение на разходите, респ. на необходимите годишни приходи по входни и изходни точки/зони**

Чл. 28. Разпределението на разходите, респ. на необходимите годишни приходи по входни и изходни точки/зони се извършва по правилата, определени в тази глава и съгласно Приложение № 2 към методиката.

Чл. 29. За целите на разпределение на необходимите годишни приходи, газопреносната мрежа се разделя на участъци от газопроводи, свързващи входните точки, изходните точки и определените възлови точки на мрежата (върхове). Върхове могат да бъдат компресорни станции, връзки между газопроводи с различни диаметри, хранилища за съхранение на природен газ. Чрез върховете се ограничават участъци, които имат сходни технически характеристики – диаметри, налягане и режим на работа.

(2) Участъците трябва да бъдат избрани по такъв начин, че да представят приблизителния действителен път на газовите потоци в мрежата и да позволяват оценка на пътя на разходите от входните до изходните точки, включително диаметри на тръбите, дължини, компресорни станции и т.н.

Чл. 30. (1) Необходимите годишни приходи се разделят на приходи, събирани чрез цената за достъп и приходи, събирани чрез цената за пренос.

(2) Цената за пренос е еднаква за всички входни и изходни точки и ценови зони и се изчислява, като необходимите годишни приходи, разпределени към тази цена, се разделят на два пъти очакваните годишни количества природен газ, пренесени до изходите на преносната мрежа.

(3) Необходимите годишни приходи, разпределени за събиране чрез цена за достъп, се разпределят по входните точки/зони и изходните точки/зони и по различни видове услуги за предоставяне на капацитет, както е описано в ал. 4-6.

(4) Необходимите годишни приходи, събирани чрез цена за достъп, се разпределят по газопроводни участъци на база на разходите за подмяна на отделните участъци.

(5) Необходимите годишни приходи, разпределени за всеки газопроводен участък по реда на ал.4, се разделят на техническия капацитет на съответния участък. Резултатът отразява пътя на единичните разходи, отнасящи се към съответния газопроводен участък, т.е. разхода за транспортирането на един MWh газ през този участък.

(6) Пътят на единичните разходи е представен под формата на матрица на единичните разходи. Тази матрица има толкова редове, колкото са изходните точки и толкова колони, колкото са входните точки на преносната мрежа. Стойностите в тази матрица са сумата от единичните индивидуални разходи за различните участъци на преносната мрежа, които са използвани за транспортирането на един MWh газ от съответната входна точка/зона до съответната изходна точка/зона.

Чл. 31. (1) Цените за достъп при референтен твърд годишен капацитет за съответните входни точки/зони и изходни точки/зони са определени по такъв начин, че да отразяват стойностите на матрицата на единичните разходи в максимална степен.

(2) Цените за достъп при краткосрочен твърд капацитет за съответните входни точки/зони и изходни точки/зони се определят на база на получените цени за достъп при твърд годишен капацитет, отнесени към периодите на конкретната услуга, умножени по коефициент, определен от оператора.

(3) Операторът може да определи различни цени за достъп при краткосрочен капацитет в различни периоди на годината. За целта получените цени за достъп при краткосрочни капацитети се умножават по сезонни фактори, определени от оператора за различните годишни периоди.

(4) Цените за достъп при прекъсваем и виртуален реверсивен капацитет на търговска база (backhaul) за съответните входни точки/зони и изходни точки/зони са на база на получените цени за достъп при твърд капацитет, умножени по коефициенти, определени от оператора, отразяващи вероятността от прекъсване и характера на предоставяната услуга.

(5) Цените за различните видове услуги по предоставяне на капацитет в съответните входни и изходни точки, представляващи изход/вход от/към съоръженията за съхранение на природен газ се определят на база на получените цени за достъп при твърд капацитет умножени по коефициент, по-малък от единица, определен от оператора.

(6) В процеса на определяне на цените трябва да бъдат взети под внимание следните условия:

1. покриване на утвърдените необходими годишни приходи от цената за достъп;



2. избягване на цени с нулево ниво;
3. определяне на отношението на покриването на утвърдените необходимите годишни приходи от входни точки/зони и от изходни точки/зони.
4. цените за достъп и пренос на природен газ за всички изходни точки към потребители в страната да бъдат съпоставими и да се доближават в максимална възможна степен, при спазване на условията на настоящата методика.

## **Глава шеста**

### **РЕД ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИТЕ ЗА ДОСТЪП И ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ СОБСТВЕНОСТ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД**

#### **Раздел I. Определяне и изменение на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи**

Чл. 32. (1) Преди начало на нов регулаторен период, операторът извършва проучване за стойността на услугите по преноса и достъпа по съответната преносна мрежа или за преносната система, като:

1. Изготвя Бизнес план за дейностите по пренос на природен газ, който се представя за одобряване от ДКЕВР не по-късно от 4 месеца преди изтичането на предходния регулаторен период.

2. Подава заявление по чл.18, ал.1 от настоящата методика. Утвърдените необходими приходи за първата година на регулаторния период се изчисляват и разпределят по видове услуги и входни точки/зони и изходни точки/зони за всяка газопреносна мрежа или за преносната система, в съответствие с настоящата методика.

(2) Комисията проверява заявлението по ал.1, т. 1 по реда на чл. 4 от Наредба № 3/21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката.

(3) Комисията приема решение по ал. 1, т. 1 в срок до 45 дни, считано от внасяне на заявленията в комисията или от отстраняване на нередовностите, ако са установени такива.

(4) Към заявлението по ал.1, т.2 операторът представя:

1. Данни за базисната година, прогнозна информация по ценови години от регулаторния период (инвестиции, разходи, количества и др.) в съответствие с изготвения бизнес план;

2. Отчетна информация за всички приходи, разходи, активи и пасиви за последната

отчетна година. Отчетната информация трябва да е разработена в съответствие с изискванията на чл. 37 от ЗЕ за отделна отчетност между регулирани и нерегулирани дейности;

3. Годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

4. Обосновки и документи, съгласно чл.18, ал. 3;

5. Техничко-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за утвърждаване необходими годишни приходи;

6. Справки, изготвени в съответствие с изискванията на комисията за предоставяне на информация. Справките се представят на хартиен и цифров носител. Справките се подписват от лице с представителна власт и от главен счетоводител;

7. Допълнителна информация, извън задължителната по справките, по преценка на оператора;

8. Допълнителна писмена информация, поискана от комисията.

Чл. 33. (1) В срок до 1 (един) месец след утвърждаване на необходимите годишни приходи от комисията, операторът определя тарифната структура и цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони за първия ценови период от регулаторен период.

(2) Операторът публикува проекта на решение на управителните органи на оператора за определяне на тарифната структура и на цените за достъп и пренос на интернет страницата на оператора в срока по ал.1.

(3) Операторът организира и провежда публично обсъждане по проекта на тарифната структура и на цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/ зони и изходни точки/ зони по ал.1.

(4) Провеждането на процедурата за публично обсъждане по т.3 започва с оповестяване на проекта на решение на управителните органи на оператора на интернет страницата на оператора.

(5) Операторът определя срок за представяне на становища по проекта на решение, който не може да е по-кратък от 14 дни.

(6) След приключване на процедурата за публично обсъждане, операторът приема решение за цените за достъп и пренос на природен газ по входни и изходни точки/ценови

зони.

Чл. 34. (1) За всеки следващ ценови период след първата година от регулаторния период операторът може да актуализира цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони на база утвърдените необходими годишни приходи за този ценови период.

(2) Цените по ал.1 се определят в срок не по-късно от 2 месеца преди изтичането на стария ценови период или влизането в сила на предлаганото изменение на действащи цени и/или тарифни структури, като операторът публикува проект за изменение на тарифната структура и на цените за пренос за следващата година на своята интернет страница.

(3) В случай, че Комисията извърши корекция на необходимите годишни приходи по реда на чл. 19, операторът актуализира цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони на база коригираните необходими годишни приходи и ги публикува по реда на чл. 35.

Чл. 35. (1) Операторът публикува решението за приемане на цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони по съответната преносна мрежа или за преносната система в средствата за масова информация и на интернет страницата си, не по-късно от 7 дни преди началото на съответния регулаторен/ценови период.

(2) В срока по ал.1 операторът изпраща на ДКЕВР копие от приетото решение заедно със следната информация: образуваните от него цени по реда на настоящата методика; описание на подхода и конкретните пресмятания използвани за формиране на цените по реда на настоящата методика; становищата на заинтересованите лица и коментарите на Оператора по всяко от становищата.

Чл. 36. Операторът поддържа на своята страница актуална информация за действащите цени за достъп и пренос по видове услуги и по входни и изходни точки/ценови зони, както и за методиките свързани с образуването, калкулирането и прилагането на цените за достъп и пренос на природен газ.

## **Раздел II. Прилагане на цените за достъп и пренос**

Чл. 37. Цените за достъп и пренос по газопреносните мрежи/преносната система, образувани по реда и по правилата на тази методика, се прилагат от датата, определена в решението по чл. 33 ал. 6, но не по-рано от 7 дни след публикуването им в средствата за масово осведомяване и на интернет страницата на оператора.

Чл. 38. (1) Начинът и сроковете на плащане на услугите по пренос на природен газ през

съответната преносна мрежа/система са определени от оператора в договора за пренос.

(2) Ползвателите на мрежата заплащат стойността на услугата по пренос на природен газ през съответната преносна мрежа, калкулирана чрез:

1. цена за достъп на входните точки/зони;
2. цена за достъп на изходните точки/зони; и
3. цена за пренос в зависимост от пренесените количества природен газ на входните и изходните точки/зони.

(3) Цената за достъп се начислява на база на предоставения на ползвателя капацитет във входни точки/зони и изходни точки/зони и в зависимост от предлаганите услуги в тези точки/зони.

(4) Цената за пренос се начислява на база измерените със средства за търговско измерване и разпределени количества природен газ във входните и изходните точки/зони на газопреносната мрежа/система.

## **Глава седма**

### **МОНИТОРИНГ И КОНТРОЛ**

Чл. 39. При осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране ДКЕВР извършва текущо наблюдение, мониторинг и контрол върху дейността на оператора по пренос на природен газ в съответствие със Закона за енергетика, Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ и Регламент (ЕО) №715/2009 на Европейския Парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи на природен газ.

Чл. 40. (1) По всяко време ДКЕВР със свое решение може, по реда и условията на действащото законодателство, да даде предписания на оператора по отношение прилагането на настоящата Методика, като определи срок за тяхното изпълнение. Срокът трябва да е достатъчен, за да позволи на оператора да извърши необходимите действия.

(2) Операторът е длъжен да изпълни направените предписания или задължителни указания в определения срок.

### **ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА**

§ 1. По смисъла на тази методика:

**1. "Газопреносна мрежа"** е система от газопроводи с високо налягане и съоръженията към тях с единен технологичен режим на работа за пренос на природен газ до изхода на

газоизмервателна станция или газорегулираща станция.

**2. „Национална газопреносна мрежа“ (НГПМ)** – газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, но така също и до точки на междусистемно свързване, която е собственост на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД и с която се осъществява услуга по пренос;

**3. „Газопреносна мрежа за транзитен пренос“ (ГМТП)** – газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ от българо-румънската граница до границите с Турция, Гърция и Македония, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България или до точки на междусистемно свързване на територията на България, която е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и с която се осъществява услугата по пренос;

**4. „Входна точка“** е физическа точка, определена от оператора съгласно чл.5, ал.1, състояща се от един или няколко пункта за приемане на природен газ от страна на преносния оператор;

**5. „Изходна точка“** е физическа точка, определена от оператора съгласно чл.5, ал.1, състояща се от един или няколко пункта за предаване от оператора на пренесени количества природен газ за ползвател на мрежата;

**6. „Ценова зона” /”Зона”** е съвкупност от две или повече входни/изходни точки, определени от оператора съгласно чл.5, ал.1, които са географски установени и се третираат като една за целите на ценообразуването;

**7. „Ползвател на мрежата”** – физическо или юридическо лице, което има сключен Договор за пренос по газопреносна мрежа;

**8. „Услуги по пренос”** са услуги, свързани с предоставяне на права за ползване на капацитет на входни точки/зони и изходни точки/зони от преносна система и с извършване на пренос на природен газ;

**9. „Достъп”** – възмездно право да се ползва преносна система, посредством запазване на капацитет в нея, на основание сключен договор за пренос;

**10. „Оператор на преносна мрежа” (Оператор)** – „Булгартрансгаз” ЕАД, собственик на газопреносните мрежи, с които осъществява услугата пренос на природен газ, притежател на лицензии за пренос на природен газ по Националната газопреносна мрежа /НГПМ/, за пренос на природен газ по Газопреносната мрежа за транзитен пренос /ГМТП/ и за съхранение на природен газ;

**11. „Капацитет”** - максимално количество природен газ, което Оператора може да пренесе от/до определена входна/изходна точка за ползвателя за един газов ден;

**12. „Количество природен газ”** е обем природен газ, изразен в кубически метри при стандартни условия /температура 20 °C и налягане 101 325 Pa/ или в енергийни единици. Отчетеното количество газ в кубични метри (m<sup>3</sup>) се преизчислява в енергийни единици /kWh за ден или kWh за час според изискванията на оператора на преносната система/ чрез умножение на коригирания обем на газ по представителната калоричност на газа /висша топлина при изгаряне/ при стандартни условия. Представителната калоричност е отделна стойност или комбинация от стойности на висшата топлина при изгаряне, приети за най-подходящи в зависимост от вида на измервателната система.

**13. „Пренос на природен газ”** е транспортирането на природен газ през преносна система, собственост на Оператора;

**14. „Договорен капацитет”** е максималният капацитет за пренос, който операторът запазва за ползвателя на газопреносна мрежа/преносна система за срока на сключените договори за пренос на съответната(ите) входна(и) и изходна(и) точки;

**15. „Твърд капацитет”** е капацитет за пренос на природен газ, непрекъсваемостта на който е гарантирана от преносния оператор по силата на сключен договор за пренос;

**16. „Прекъсваем капацитет”** е капацитет за пренос, който може да бъде прекъсван от оператора в съответствие с условия, залегнали в договора за пренос;

**17. „Прекъсваем капацитет за реверсивен пренос на търговска база (backhaul или виртуален капацитет)”** е капацитет за пренос на входно-изходна точка в посока обратна на физическия пренос, който се осъществява на търговски принцип (няма физически пренос в обратната посока);

**18. „Регулаторен период”** е период на базата, на който се определят разрешените приходи на оператора за целите на формиране на цените за достъп и пренос на природен газ по съответната газопреносна мрежа. Може да включва два или повече ценови периода;

**19. „Ценови период”** е период от една календарна година, през който цената за достъп и пренос на природен газ по съответната газопреносна мрежа остава непроменена.

**20. „Базисна година“** е предходната календарна година, предхождаща първата година от регулаторния период;

**21. „Контролируеми разходи”** са оперативни разходи, свързани с лицензионната дейност, върху който преносния оператор може да упражнява контрол

**22. „Директно прехвърляеми разходи”** са разходи или приходи възникващи в процеса на извършване на лицензионната дейност, върху които оператора не може пряко да влияе.

**23. „Преносна система”** за целите на ценообразуването е система обединяваща

национална газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос, разглеждана като единна входно-изходна мрежа.

**24. „Индекс на потребителските цени (Consumer Price Index)”** е годишния официален индекс на инфлация (И), определен от Националния статистически институт.

## **ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ**

§ 2. Настоящата методика е приета от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 109 от 11.08.2014 г., т. 4, на основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката и чл. 16, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ и в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО на Европейският парламент и на Съвета относно общите правила на вътрешния пазар на природен газ и изискванията на чл. 13 от Регламент (ЕО) № 715/2009/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи.

§ 3. Определянето на цени за достъп и пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос или по газопреносната система се извършва при отчитане наличието на действащ дългосрочен договор за пренос на природен газ, сключен на основание Междуправителствено споразумение и необходимостта от определяне на цени за достъп и пренос на природен газ за свободния капацитет в мрежата.

§ 4. Цените за достъп и пренос на природен газ, определени по реда на настоящата Методика, се прилагат в съответствие с чл. 37 за всички действащи договори за пренос, сключени след дата на влизане в сила на Регламент (ЕО) № 715/2009/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи.

§ 5. Договорите за пренос на природен газ, сключени преди влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 54 от 2012г., в сила от 17.07.2012г.), по които страна е „Булгартрансгаз” ЕАД се изпълняват до приключването им при договорните условия на тарифите за пренос.

§ 6. За първия регулаторен период за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ по настоящата методика се определят следните входни точки, изходни точки и ценови зони:

1. По националната газопреносна мрежа:

1.1. Входни точки

1.2. Изходни точки

1.3. Ценови зони

2.1. По газопреносната мрежа за транзитен пренос:

2.1. Входни точки

2.2. Изходни точки

2.3.Ценови зони

§ 7. Цените за достъп и пренос за първия регулаторен период се определят за входните точки/ зони и изходни точки/зони на преносната система.

§ 8. Базисната година за първия регулаторен период е 2013 г.

§ 9. Прилагането на цените, определени по тази Методика за първия ценови период от първия регулаторен период, започва не по-късно от 01.01.2015 г.

§ 10. Методиката влиза в сила от 01.10.2014 г.

§ 11. В срок от два месеца след приемането на решение от Комисията за одобряване на Методиката, се извършва тестване на съответстващия ѝ цифров модел за определяне на цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони. В случай, че след анализ на получените резултати се установи несъответствие на разписаните в Методиката норми с приложимата нормативна уредба, регламентираща дейността на преносния оператор, Комисията има право да измени Методиката, включително като отложи срока на влизането ѝ в сила.

§ 12. Настоящата методика може да бъде изменена по инициатива на ДКЕВР или по предложение на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Измененията в методиката влизат в сила след одобрението им от ДКЕВР по реда на действащото законодателство, като до този момент се прилага последната одобрена от ДКЕВР методика.

Приложение № 1 „Полезен живот на активите за регулаторни цели“ към чл. 12, ал. 2.

Разходите за амортизации се определят съгласно чл. 55, ал. 2 от Закона за корпоративното подоходно облагане по линеен метод на амортизация на базата на амортизационния срок на активите за регулаторни цели по групи активи както следва:

<b>Видове активи</b>	<b>Полезен живот, години</b>
Газопроводи	35
Компресорно оборудване	15
Съоръжения	15



Кабелни мрежи	15
Компютърна и комуникационна техника	5
Сгради	25
Други ДМА	5
Буферен газ (лайнпег)	60
Сондажи	35
ДНМА	7

Приложение № 2 „Математическо представяне на механизма за разпределение на разходите“ към чл. 28.

Приложението описва математическия подход за калкулиране на цените за достъп до газопреносните мрежи по входни и изходни точки.

Терминология:

$I$  = брой входни точки

$J$  = брой изходни точки

$i$  = входна точка  $i \in \{1, \dots, I\}$

$j$  = изходна точка  $j \in \{1, \dots, J\}$

$k$  = връх пресечена точка между мрежови участъци

$S_{ik}$  = мрежов участък между входна точка  $i$  и връх  $k$

$S_{kj}$  = мрежов участък между връх  $k$  и изходна точка  $j$

$S_{kk}$  = мрежов участък между два върха

$C_S^{tech}$  = технически капацитет на мрежовия участък  $S^{(I)}$

$C_i^{booked}$  = резервиран капацитет във входна точка  $i$

$C_j^{booked}$  = резервиран капацитет в изходна точка  $j$

$UC_S$  = единичен разход за мрежов участък  $S$

$UC_{ij}$  = сумата на единичните разходи за транспортиране на газ от входна точка  $i$  до изходна точка  $j$

$P_{ij}$  = групата от мрежови участъци служещи за транспортирането на газ от входна точка  $i$  до изходна точка  $j$

$UC$  = матрица на единичните разходи

$TN_i$  = цена на вход за входна точка  $i$

$TX_j$  = цена на изход за изходна точка  $j$

$R^{allowed}$  = разрешен приход

Изчисляването на входно-изходните цени се състои от шест стъпки, които са разгледани по-долу:

Стъпка 1: Определяне на разрешените приходи;

Стъпка 2: Представяне на мрежата и определяне на мрежовите участъци;

Стъпка 3: Разпределение на разходите (респективно разрешените приходи) по мрежови участъци;

Стъпка 4: Изчисляване на единичните разходи за всеки мрежов участък;

Стъпка 5: Изчисляване на цени по входни и изходни точки;

Стъпка 6: Допълнителни корекции.

#### *Стъпка 1: Определяне на необходимия приход*

Разрешеният приход ( $R^{allowed}$ ) на мрежовия оператор се определят съгласно правилата на тази методика.

#### *Стъпка 2: Представяне на мрежата и определяне на мрежовите участъци*

Втората стъпка предлага подходящо представяне на газопреносната система. Основните връзки с други системи (в това число съоръжения за съхранение) са представени в отделни входни точки ( $i$ ). Изходните точки ( $j$ ) са физически точки за доставка на природен газ или основни връзки с други системи. Когато няколко физически изходни точки са разположени в близост една до друга, те могат да бъдат групирани в една изходна зона.

Мрежата е представена по начин, който отразява топологията на основните газопроводи и е разделена на отделни мрежови участъци. Избора на мрежовите участъци цели максимално точно да бъде представен действителния път на газовите потоци. Мрежовите участъци се избират така, че всеки основен диаметър, както и топологията на мрежата определят отделни участъци. Върховете ( $k$ ) се определят като пресичане на два или повече мрежови участъка. Успоредни газопроводи се третират като един мрежови участък.

В обобщение, сегментирането на мрежата води до набор от мрежови участъци между входни точки и върховете ( $S_{ik}$ ), между два върха ( $S_{kk}$ ) или между върхове и изходни точки ( $S_{kj}$ )

*Стъпка 3: Разпределение на разходите (респективно разрешените приходи) по мрежови участъци*

В стъпка 3, разрешените приходи се разпределят по мрежови участъци като се използва външен ключ - стойността за подмяна на активите. При използване на стойността за подмяна на различните газопроводни участъци се определя относителното тегло за подмяна на отделния мрежови участък в общата стойност за подмяна на мрежата. разрешеният приход се разпределя по различните участъци ( $R_S^{allowed}$ ).

*Стъпка 4: Изчисляване на единични цени по мрежови участъци*

Четвъртата стъпка включва пресмятането на единичните разходи за всеки мрежови участък. Единичните разходи се определят като, разпределения дял на разрешените приходи за съответния участък се разделя на техническият капацитет ( $C_S^{tech}$ ) за този участък.

Единичните разходи за всеки мрежови участък се изчисляват по следния начин:

$$UC_S = \frac{R_S^{allowed}}{C_S^{tech}}$$

*Стъпка 5: Изчисляване на цени по входни и изходни точки*

В тази стъпка първо се конструира матрицата на единичните разходи ( $UC$ ). Матрицата на единичните разходи ( $I \times J$ ) има толкова редове, колкото са входните точки ( $I$ ) на мрежата и толкова колони, колкото са изходните точки ( $J$ ) на мрежата. Елементите на матрицата на единичните разходи са сумата на единичните разходи, следвайки специфичния път между входна и изходна точка ( $UC_{ij}$ ):

$$UC = \begin{pmatrix} UC_{11} & \dots & UC_{1j} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ UC_{i1} & \dots & UC_{ij} \end{pmatrix}$$

Ако се приеме, че  $P_{ij}$  е набор от мрежови участъци ( $UC_S$ ), които се използват за транспортиране на газ от входната точка  $i$  до изходна точка  $j$ , елементът  $UC_{ij}$  може да бъде изчислен по следния начин:

$$UC_{ij} = \sum_{UC_S \in P_{ij}} UC_S$$

Групата от секции  $P_{ij}$  може да бъде получена чрез прилагане на алгоритъм за намиране на най-краткия път между входната и изходната точка. При него вместо да се търси пътя в мрежовата структура с минимално общо разстояние между входната и изходна точка, се търси пътя с минимална сума на единичните разходи. Мрежовите участъци, избрани по този алгоритъм за всяка комбинация на входна точка  $i$  и изходна точка  $j$  определят групата от участъци  $P_{ij}$ .

Разходите за транспортиране на газ от входна точка  $i$  до изходна точка  $j$  са равни на  $UC_{ij}$ . Следователно, сумата на цените, на входни точки  $i$  и тази на изходните точки  $j$  трябва да също да бъде равна на  $UC_{ij}$ . За да се изчислят цените за пренос на природен газ по

входни и изходни точки, следва да се реши следното уравнение:

$$\min \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J (UC_{ij} - (TN_i + TX_j))^2$$

при  $TN_i, TX_j > 0 \quad \forall i, j$

За решаване на тази математическа задача се търсят цени при минимизиране на сумата от разликите в квадратите, между сумата на цените на входните  $i$  и изходните  $j$  точки и сумата от единичните разходи по пътищата  $UC_{ij}$ . При това се налага ограничението търсените цени по входни и изходни точки да бъдат положителни.

### Стъпка 6: Допълнителни корекции

Последната стъпка в изчисляването на цените по входни и изходни точки включва допълнителни корекции, за да се гарантира възстановяване на разрешените приходи и осигури приложимостта на тарифната система. Тези корекции се извършват по два начина:

- На първо място, допълнителни математически ограничения се налагат на оптимизацията в стъпка 5: минималното съотношение между различните цени на изход или фиксирано разделяне на разрешените приходи между приходите, получени от входни и изходни точки.
- Второ, цените получени в резултат на оптимизацията в стъпка 5 се скалират, за да се получи покриване на разрешените приходи. Корекцията се извършва, като тези цени се умножават по коефициент, който е равен на съотношението на разрешените приходи и приходите получени при стъпка 5.

Прогнозните приходи от цените, получени при стъпка 5 се изчисляват, като тези цени се умножат по прогнозните капацитети в точките на прилагането им:

$$R^* = \sum_{i=1}^I C_i^{booked} \cdot TN_i + \sum_{j=1}^J C_j^{booked} \cdot TN_j$$

Ако  $R^*$  е по-ниска от  $R^{allowed}$ , като например, когато техническите капацитети на мрежовите участъци, използвани за получаване на единичните разходи са евентуално по-високи от стойността на резервираните капацитети, цените ( $TN_i$  и  $TN_j$ ) се корегират с коефициент  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{R^{allowed}}{R^*}$$