

ДОКУМЕНТ

НА ОКОНЧАТЕЛНАТА КОНСУЛТАЦИЯ

ПО ЧЛ.26 ОТ РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2017/460 ЗА

УСТАНОВЯВАНЕ НА МРЕЖОВ КОДЕКС

ОТНОСНО ХАРМОНИЗИРАНИ СТРУКТУРИ

НА ТАРИФИТЕ ЗА ПРЕНОС НА ГАЗ

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ЦЕЛ НА ДОКУМЕНТА	1
2. ОПИСАНИЕ НА ГАЗОПРЕНОСНАТА СИСТЕМА, СОБСТВЕНОСТ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	3
2.1 Кратко описание	3
2.2 Структурно представяне на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД	5
3. ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДОЛОГИЯ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РЕФЕРЕНТНА ЦЕНА	7
3.1 Матричен метод	7
3.1.1 Описание на матричния метод	7
3.1.2 Пояснение на параметрите и използваните допускания	9
3.1.3 Наложените условия при определяне на цените са:	10
3.2. Отстъпки от изчислените тарифи за предоставяне на капацитетни продукти за характерни входни и изходни точки.	10
3.3 Отстъпки за предоставяне на прекъсваеми капацитетни продукти.	11
3.4 Индикативни референтни цени	11
3.5 Оценка на матричния метод	12
3.5.1 Възпроизвеждане на изчислението на референтните цени и прогнозиране	12
3.5.2 Отчитане на реалните разходи и степента на сложност на газопреносната система	13
3.5.3. Гарантиране на липса на дискриминация и неправомерно кръстосано субсидиране	13
3.5.4. Поемането на риск от междусистемно ползване на мрежата	14
3.5.5 Да се гарантира, че получените референтни цени не нарушават трансграничната търговия	14
3.6 Оценки на разпределението на разходите	15
3.7 Сравнение на Матричния метод с Метода за референтна цена при капацитетно претеглено разстояние (CWD)	16
4. СТРУКТУРА НА ПРИХОДИТЕ НА ПРЕНОСНИЯ ОПЕРАТОР	19
5. ИНФОРМАЦИЯ ЗА ТАРИФИ НА БАЗА НА ПРЕНЕСЕНИ КОЛИЧЕСТВА ПРИРОДЕН ГАЗ И ТАРИФИ, КОИТО НЕ СА СВЪРЗАНИ ДИРЕКТНО С ПРЕНОСА НА ПРИРОДЕН ГАЗ.	21
5.1. Определяне на тарифи на база на пренесените количества природен газ	21
5.2 Индикативни тарифи на база на пренесени количества природен газ ..	22

5.3 Определяне на тарифи, които не са свързани с преноса на природен газ	22
6. МНОЖИТЕЛИ, СЕЗОННИ ФАКТОРИ И ОТСТЪПКИ ЗА ХАРАКТЕРНИ ТОЧКИ НА ГАЗОПРЕНОСНАТА СИСТЕМА	23
6.1 Множители	23
6.2 Сезонни фактори	24

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. Проект на Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на "Булгартрансгаз" ЕАД

1. ЦЕЛ НА ДОКУМЕНТА

Този документ е изготвен от „Булгартрансгаз“ ЕАД, в съответствие с Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ, Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ и националната регулаторна рамка, намираща изражение в приетата с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно Регламент 2017/460 националният регулаторен орган или преносният оператор в зависимост от решението на националния регулаторен орган следва да извърши консултацията по отношение на методологията за определяне на референтна цена, която се повтаря на минимум 5 години.

В съответствие с чл. 26 на Регламент 2017/460 и решение № РТПГ-1 от 01.12.2017 г. на КЕВР финалната консултация по регламента следва да се извърши от оператора на газопреносната система на България – „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Настоящият документ е изготвен в процеса на подготовка на предложение за определяне на необходими приходи за нов регулаторен период 01 Октомври 2020 – 30 Септември 2025 г. Посочените стойности и параметри в документа са индикативни, базирани на извършена оценка на ценообразуващите елементи, която е възможно да претърпи корекции в процеса на изготвяне на финалното предложение.

Едновременно с окончателната консултация, провеждана от „Булгартрансгаз“ ЕАД в съответствие с чл. 26 от Регламент 2017/460, КЕВР следва да проведе консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със съответните заинтересовани страни относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти в съответствие с чл. 28 от посочения регламент.

След приключване на процедурата по публично обсъждане „Булгартрансгаз“ ЕАД ще публикува получените становища от консултацията и тяхно резюме.

В съответствие с изискването на чл. 26 от Регламент 2017/460 документа е изготвен на български и английски език, като в случай на несъответствие и/или противоречие, текстът на български език има предимство.

Всички заинтересовани страни са поканени да изразят мнение и да направят коментари върху предоставените документи по провежданата консултация, като ги изпратят до 12.02.2020 г. на:

Адрес:

“Булгартрансгаз” ЕАД

София 1336, п.к. 3, ж.к. “Люлин” 2

бул. “Панчо Владигеров” № 66

или

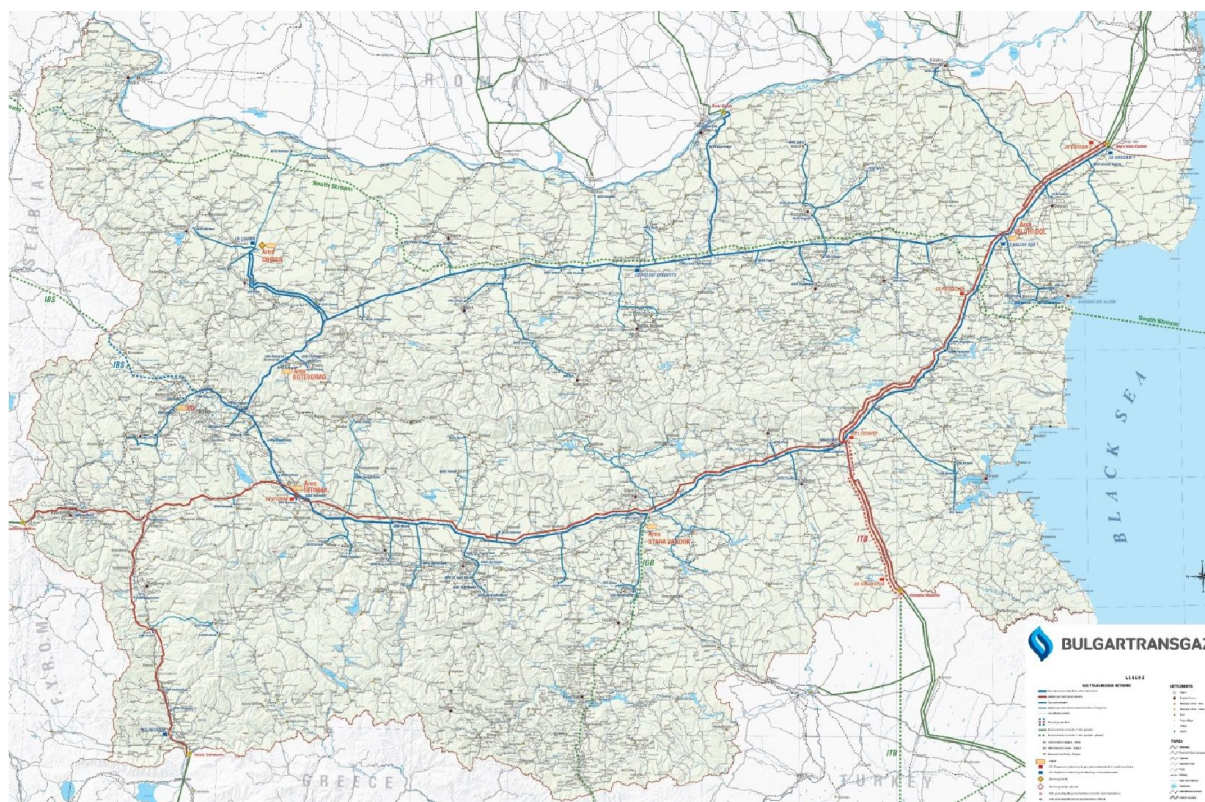
на електронен адрес info@bulgartransgaz.bg.

2. ОПИСАНИЕ НА ГАЗОПРЕНОСНАТА СИСТЕМА, СОБСТВЕНОСТ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

2.1 Кратко описание

Газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД представена на фиг. 1 условно може да се раздели на исторически възникналите национална газопреносна мрежа и газопреносна мрежа за транзитен пренос, които са свързани помежду си и работят в единна цялост в обща газопреносна система. Към газопреносната система е присъединено и единственото в Република България газохранилище – подземното газохранилище Чирен.

Фиг.1 Карта на Газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД



Изграждането на газопреносната система започва през 70-те години на миналия век, като понастоящем газопреносната система включва газопроводи високо налягане с обща дължина 2 788 км, 8 компресорни станции, 68 газорегулиращи станции и 25 газоизмервателни станции. Работното налягане на системата е до 5,4 МРа.

Националната газопреносна мрежата има пръстеновидна топология с газопроводни отклонения от пръстена. Към газопреносната мрежа са пряко присъединени значителен брой потребители – топлофикационни дружества, химически и други промишлени предприятия от различни сектори на икономиката, а също така и станции за компресиране на природен газ за нуждите на автомобилния транспорт. Броят на физическите точки на свързване към газопреносната система на пряко присъединени потребители на природен газ е 240.

Проектният годишен капацитет на националната газопреносната мрежа е 78 218 GWh (7,4 млрд. куб. м), но през последните 20 години общата годишна консумация в страната не е надхвърляла 36 995 GWh (3,5 млрд. куб. м.).

Газопреносната мрежа за транзитен пренос е изградена като мрежа, осигуряваща пренос на природен газ от Руската Федерация през България до съседни страни от Балканския регион (Република Турция, Република Гърция, Република Северна Македония).

Определеният понастоящем технически капацитет на транзитната мрежа възлиза на 188 146 GWh (17,8 млрд. куб. м.) за година, като част от капацитета е резервиран по силата на действащ дългосрочен договор за извършване на транзитен пренос на руски природен газ, сключен през 1998 г., със срок на действие до 2030 г.

Към газопреносната система са присъединени и газоразпределителни мрежи на лицензираните от Националния регулаторен орган газоразпределителни дружества – регионални и локални. Тези газоразпределителни мрежи са все още в процес на развитие, но въпреки непрекъснатия темп на увеличение на потреблението делът на битовото газоснабдяване в страната е нисък.

Поради липса на значителни местни газови източници, доставката за вътрешно потребление на Българския пазар се извършва основно от внос. Понастоящем основния внос се извършва предимно от Русия. В последната година значителни количества природен газ са доставени от Гърция. В бъдеще се очаква диверсифициране на източниците на доставка.

В газопреносната мрежа постъпва природен газ и от местен добив, като относителния дял на добитите количества към общото потребление в страната за газовата година 2018/2019 г. е около 0,55 %.

През газовата година 2018/2019 пренесените за клиенти, присъединени към газопреносната система, количества природен газ са 31 968 GWh, като същевременно пренесените извън дългосрочни договори количества природен газ до трансгранични изходни точки са 1 966 GWh.

Изградена е напълно автоматизирана телеметрична система, която дава възможност в реално време да се следят показанията на всички инсталирани газоизмервателни устройства, както и технологичните параметри на по-важни технологични възли.

Газопреносната система се контролира от диспечерски център, който е свързан с диспечерските центрове на операторите на преносни системи от съседните страни.

Основните параметри на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД са дадени в Таблица 1.

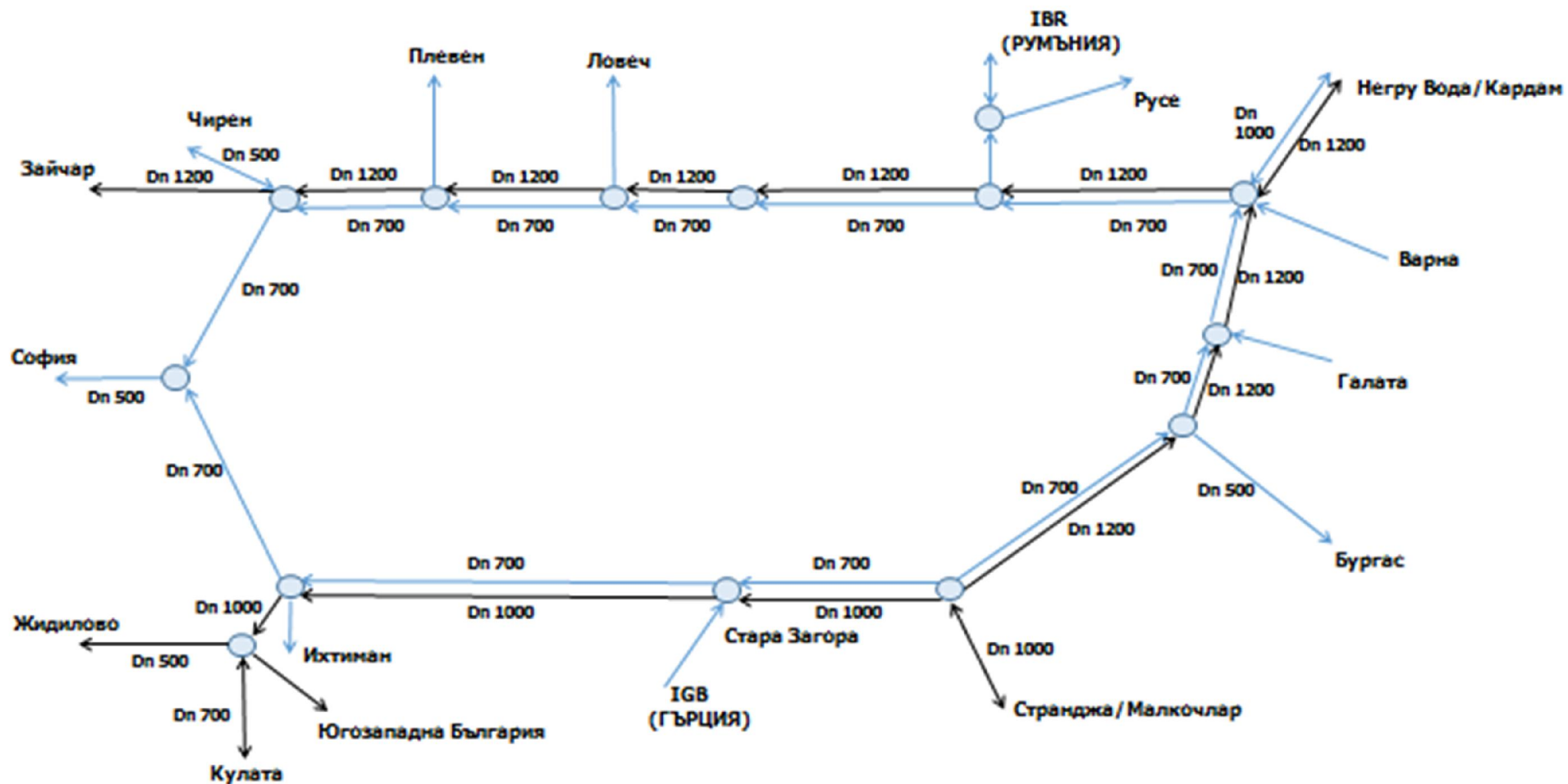
Таблица 1. Характеристика на газопреносната система

<i>Диаметър</i>	<i>Дължина газопроводи в км.</i>
∅ 1200	271,52
∅ 1000	542,14
∅ 700	951,65
∅ 500	420,11
∅ 400	27,04
∅ 300	166,87
∅ 250	54,70
до ∅ 200 вкл.	354,35
Обща дължина:	2 788
<i>Компресорна станция</i>	<i>Инсталирана мощност в MW</i>
КС "Кардам"	75,0
КС "Провадия"	44,0
КС "Лозенец"	40,3
КС "Странджа"	42,0
КС "Ихтиман"	31,3
КС "Петрич"	23,3
КС "Вълчи дол"	15,0
КС "П. Сеновец"	10,0
Обща инсталирана мощност:	281

2.2 Структурно представяне на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД

На фиг. 2 е представена структурна топология на газопреносната система. Топологията следва действителната конфигурация на системата. Отделните физически изходни точки към клиенти на природен газ в страната са групирани в зони с цел опростяване. Така са получени окрупнените национални изходни зони София, Плевен, Ловеч, Русе, Варна, Бургас, Стара Загора, Ихтиман и Югозападна България. Зоните са определени по такъв начин, че да представят реалния път на газовите потоци в газопреносната система с цел предоставяне на подходящи сигнали по местоположение. Представената топология е използвана при определянето на индикативните референтни цени за резервиране на капацитет.

Фиг.2 Структурно представяне на газопреносната система



3. ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДОЛОГИЯ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА РЕФЕРЕНТНА ЦЕНА

Понастоящем „Булгартрансгаз“ ЕАД използва матричния метод за определяне на референтна цена (цена на твърд капацитетен продукт с продължителност една година), като предлага метода да продължи да бъде използван и занапред.

3.1 Матричен метод

3.1.1 Описание на матричния метод

Матричният метод изчислява референтни цени (цени) за входните и изходните точки на газопреносната система, собственост на дружеството, като ги определя по такъв начин, че сумата от цените на всяка двойка входна и изходна точка да отразява възможно най-точно определените разходи за пренос на природен газ между двете точки.

Отправната точка за изчисляване на тарифите са разрешените от Националния регулаторен орган необходими приходи на преносния оператор за предоставяне на услугите по преноса на природен газ извън приходите получавани по дългосрочни договори с фиксирани цени и определения дял от необходимите приходи, изплащани чрез цени на база на резервирани капацитетни продукти.

При извършване на изчисленията газопреносната система се разделя на възли и участъци, с цел да се създаде модел за представянето ѝ. Матричният метод предполага, че газът може да протича от всяка входна точка до всяка изходна точка.

При изчисляването на тарифите се използват данни за техническия капацитет на точките и отделните участъци от газопреносната система. За алокиране на разходите към участъците от газопреносната система и съответно към входните и изходните точки се използва информацията относно отделните активи, чрез които се извършва дейността по пренос на природен газ.

Възприетият матричен метод приема разходите за подмяна на активите като ключ за разпределяне на необходимите приходи към участъците от мрежата, като използва данни, отнасящи се до диаметър и дължината на газопроводите и мощността на компресорните станции. За всеки отделен участък се оценява техническия капацитет.

При метода референтните цени се формират от необходимите приходи, стойността на активите в газопреносната система, топологията на системата, техническите и резервираните капацитети на всяка точка.

Последователността на изчисленията при използване на матричния метод е:

Първата стъпка в изчислителния процес е да се раздели газопреносната система на възли и участъци. Участъците се дефинират като съединения между два мрежови възела с приблизително еднородни технически характеристики (диаметри, работно налягане и др.). След това се определят единичните маршрутни разходи. Те се изчисляват посредством разпределяне на необходимите приходи, използвайки като ключ дела на разходите за възстановяване на конкретния участък в общите разходи за възстановяване на газопреносната система. Към разходите за възстановяване на линеен участък се прибавят и разходите за възстановяване на компресорните станции, принадлежащи към участъка ако има такива.

Необходимите приходи, алокирани към всеки участък, се разделят на общата стойност на пиковия поток, който може да протече през този участък. При това се изчисляват единичните маршрутни разходи за използването на този участък, т.е. разходите за пренос на единица количество през този участък са равни на единичните разходи за този участък.

Сумарните маршрутни единични разходи се разполагат под формата на матрица на единичните разходи. Матрицата на единичните разходи има толкова редове, колкото са изходните точки на газопреносната система и толкова колони, колкото са входните ѝ точки. Стойностите в тази матрица са сумата от отделните единични разходи на различните участъци от газопровода, през които се транспортира един кубичен метър газ от съответната входна до съответната изходна точка. Следователно, за всяка от тези комбинации се пресмята общата сума на единичните разходи, направени когато се използва съответния преносен маршрут.

Входните и изходни тарифи трябва да отразяват в най-голяма степен стойностите на матрица на единичните разходи, т.е. сумата от тарифата в определена входна точка и тарифата в определена изходна точка трябва да се доближава във възможно най-голяма степен до съответната стойност в матрицата на единичните разходи. Това се постига чрез алгоритъм за оптимизация, който минимизира сумата от разликите на най-малките квадрати между стойностите на матрицата на единичните разходи и сумата на съответстващите входни и изходни тарифи съгласно уравнението:

$$\begin{array}{ll} \text{минимизиране} & \sum_{ij} (C_{ij} - (T_{Ni} + T_{Xj}))^2 \\ \text{при условие} & T_{Ni}, T_{Xj} > 0 \end{array}$$

където:

C_{ij} = сумата на единичните разходи за пренос на газ от вход i до изход j

T_{Ni} = тарифа на вход i

T_{Xj} = тарифа за изход j

Приходите, които могат да се генерират посредством използването на тези първоначални резултати изчислени при умножаването на постигнатите тарифи и прогнозните резервирани капацитети за всяка входна и изходна точка, могат да бъдат различни от необходимите приходи покривани от цена за капацитет. Този проблем се разрешава чрез мащабиране на всички тарифи с единен коефициент, определен така че да се достигнат разрешените необходими приходи, покривани от реализацията на капацитетни продукти.

На последно място към оптимизационния модел могат да се добавят определени допълнителни ограничения:

- избягване на нулеви тарифни нива;
- групиране и изравняване на цените в определени входни и/или изходни точки и ценови зони;
- спазване на зададено отношение на получаваните приходи от входни точки и от изходни точки;
- определяне на отстъпка от тарифите за характерни точки.

3.1.2 Пояснение на параметрите и използваните допускания

Предложеният матричният метод включва следните параметри:

- Структурно представяне на газопреносната система за нуждите на определяне на референтни цени (виж фиг. 2);
- Технически капацитет на отделните участъци на системата - за всеки от определените участъци е оценен технически капацитет на участъка. Техническият капацитет е оценен, като се има предвид максималното и минималното експлоатационно налягане, дължината и диаметъра на участъците, както и максималните генерирани потоци в газопреносната система. Прогноза за техническите капацитети по входни и изходни точки на системата за газовата година 2020/2021 е дадена в Таблица 2;
- Прогноза за резервираните преносни капацитети на входни и изходни точки на газопреносната система. Прогнозата се определя на база на исторически данни за разпределените количества природен газ по входни и изходни точки на системата, както и на база на очакванията за резервиране за разглежданият период. Индикативна прогноза е дадена в Таблица 3. В таблицата са посочени прогнози за средно-годишния резервиран капацитет при която прогнозата за резервация на краткосрочни продукти е приведена към годишен продукт.

Таблица 2 Прогноза за техническите капацитети на входни и изходни точки на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в MWh/ден

Входни и изходни точки и зони	2020/2021
Входни точки/зони	
Негру Вода/Кардам	837 174
Национален добив	26 002
Русе/Гюргево	26 822
Кулата/Сидерокастро	46 491
Странджа/Малкочлар	577 122
Интерконектор IGB/Стара Загора	95 130
ГИС Чирен	13 330
Изходни точки/зони	
Негру Вода/Кардам	4 649
Изходна зона България	256 430
ГИС Чирен	11 595
Русе/Гюргево	26 373
Кулата/Сидерокастро	117 055
Странджа/Малкочлар	476 168
Кюстендил/Жидилово	27 210
Интерконектор IGB/Стара Загора	95 130
Киреево/Зайчар	401 660

Таблица 3. Прогноза за резервираните капацитети на входни и изходни точки на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в MWh/ден

Входни и изходни точки и зони	2019/2020	2020/2021
Входни точки/зони		
Негру Вода/Кардам	24 063	160
Национален добив	6 255	7 998
Русе/Гюргево	876	959
Кулата/Сидерокастро	17 733	24 458
Странджа/Малкочлар		15 666
Интерконектор IGB/Стара Загора		19 822
ГИС Чирен	10 562	11 175
Изходни точки/зони		
Негру Вода/Кардам	14 577	17 584
Изходна зона България	110 654	113 173
ГИС Чирен	10 936	11 092
Русе/Гюргево	3 541	3 197
Кулата/Сидерокастро	2 747	2 398
Странджа/Малкочлар		-
Кюстендил/Жидилово		-
Интерконектор IGB/Стара Загора		-
Киреево/Зайчар		15 666

3.1.3 Наложените условия при определяне на цените са:

- Групиране на изходните точки към национални клиенти на природен газ в една изходна зона „България“;
- Групиране на входни точки от местни предприятия за добив на природен газ във входна зона „Национален добив“;
- Разпределение на необходимите приходи на приходи, получавани от входни точки и приходи, получавани от изходни точки в съотношение 50/50;

3.2. Отстъпки от изчислените тарифи за предоставяне на капацитетни продукти за характерни входни и изходни точки.

Имайки предвид положителното отразяване на наличието на газохранилище, свързано към газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД върху регулирането на пиковите потоци природен газ, преминаващи през системата, както и за изглаждане на сезонните неравномерности на потреблението на природен газ, предлагаме отстъпката от тарифите за резервиране на капацитет на входна и изходна точка от/към съоръжения за съхранение на природен газ да бъде в размер на 80% от изчислените без прилагане на отстъпките тарифи. Въз основа на тези обстоятелства, може да се твърди, че по-ниските цени за пренос на входните точки от съоръженията за

съхранение и на изходните точки към съоръженията за съхранение са получени от по-ефективното разпределение на разходите.

Предложената отстъпка е в съответствие с чл. 9 на Регламент 2017/460. Отстъпки за точки на свързване на газопреносната система с терминали за втечен природен газ и с инфраструктура за преодоляване на изолацията на страни членки не се предвиждат поради липсата на наличието в газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД на такива входни и/или изходни точки.

3.3 Отстъпки за предоставяне на прекъсваеми капацитетни продукти.

Отстъпките са определени в съответствие с изискванията на чл.16 на Регламент 2017/460.

Имайки предвид, че през последната газова година (2018/2019) не е отчетено прекъсване на точки на междусистемно свързване, породено от физическо претоварване, липсата на такова в индикативния сценарий за прогнозното търсене за газова година 2020/2021, както и липсата на исторически данни, необходими за изчисляване на вероятността от прекъсване, предлагаме за газова година 2020/2021 да се прилага отстъпка на база на реално измерена продължителност на прекъсването (ex-post отстъпка).

При прилагането на ex-post отстъпка цените на прекъсваемите капацитетни продукти ще бъдат еднакви с цените на твърдите капацитетни продукти, като при възникване на прекъсване резервиралите прекъсваем капацитет ползватели ще бъдат компенсирани с отстъпка определена съгласно разпоредбите на чл. 16(4) на Регламент 2017/460, като стойността на отстъпката ще бъде равна на утроената цена за дневен капацитетен продукт, начислена върху реално прекъснатият капацитет в съответствие с формулата:

$$D = 3 \cdot C_{\text{дп}} \cdot C \cdot t , \text{ където}$$

D – отстъпка, лв.;

$C_{\text{дп}}$ – цена за дневен капацитетен продукт, лв./kWh/d;

C – действително прекъснат капацитет, kWh/h;

t - време за прекъсване, h.

Компенсирането на ползвателите с тази отстъпка ще бъде извършвано при определяне на месечните начисления за дължими суми по преноса на природен газ, извършвани след приключване на отчетния месец.

3.4 Индикативни референтни цени

Съгласно чл.12 на Регламент 2017/460 референтната цена ще се използва като резервационна цена за годишен стандартен капацитетен продукт за твърд капацитет. Също така референтна цена се използва за определянето на цените на капацитетните продукти с продължителност, различна от една година. Цените за негодишните стандартни капацитетни продукти за твърд капацитет се определят в съответствие с Глава III на регламент 2017/460.

Изчислените индикативни референтни цени за входните и изходни точки на газопреносната система за газовата година 2020/2021, като резултат от предложената методология за референтна цена са представени в таблица 4.

Таблица 4 Индикативни референтни цени

Входна/Изходна точка/зона	Референтна цена 2019/2020 лв./kWh/ден /година	Индик. рефер. цена 2020/2021 лв./kWh/ден /година	Изменение в %
Входни точки/зони			
Негру Вода/Кардам	0,1856	0,3146	70%
Национален добив	0,0988	0,1329	35%
Русе/Гюргево	0,2907	0,2520	-13%
Кулата/Сидерокастро	0,2884	0,2343	-19%
Странджа/Малкочлар	0,1444	0,4682	224%
Интерконектор IGB/Стара Загора		0,1839	
ГИС Чирен	0,1050	0,0694	-34%
Изходни точки/зони			
Негру Вода/Кардам	0,2074	0,1788	-14%
Изходна зона България	0,3346	0,3293	-2%
ГИС Чирен	0,1121	0,0893	-20%
Русе/Гюргево	0,3044	0,4084	34%
Кулата/Сидерокастро	0,3861	0,3930	2%
Странджа/Малкочлар	0,1126	0,4398	291%
Кюстендил/Жидилово	0,4843	0,5113	6%
Киреево/Зайчар		0,5737	70%

3.5 Оценка на матричния метод

3.5.1 Възпроизвеждане на изчислението на референтните цени и прогнозиране

Системните ползватели могат да изчислят индикативни средни референтни цени въз основа на съществуващите данни и на база на опростен модел, приложен към документите за провеждане на настоящата консултация. Необходимите приходи както и другите ценообразуващи параметри се определят от регулаторната рамка, въз основа на Методика за определяне на цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Необходимите приходи алокирани към цени за резервиране на капацитет за газовата година 2020/2021 г. ще бъде публикувани на сайта на преносния оператор в съответствие с чл. 30 на Регламент 2017/460.

3.5.2 Отчитане на реалните разходи и степента на сложност на газопреносната система

Газопреносната система на Р. България е сложна и чувствителна към промени в преноса на природен газ. Отделни и доста големи части от системата обслужват клиенти на природен газ, присъединени към газопреносната система, като броя на изходните точки към тях надвиша 240.

Въпреки, че националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос са взаимосвързани, не може да се приеме, че цялата система е достатъчно развита за да бъде хомогенна система, през която потоците природен газ се доставят от различни маршрути в произволни обеми.

Във връзка с това, в случая на Република България, считаме че матричния метод е подходящ метод за определяне на референтна цена, тъй като той отчита географското разпределение на потоците природен газ, както и реално извършените инвестиции в отделните елементи на газопреносната система.

Имплементирането на изискванията на чл. 5 от Регламент 2017/460 показва по-добър резултат при матричния метод, отколкото при CWD методиката, което е допълнителен аргумент за неговото прилагане.

Всички разходи, включени в определянето на референтните цени в съответствие с матричния метод са прозрачни, като съответстват на разходите, направени от ефикасен и структурно сравним оператор на газопреносна мрежа и включват икономически обоснована норма на възвръщаемост на инвестирания капитал.

Избраната методология за определяне на референтна цена се предлага да бъде валидна за всички входни и изходни точки на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

3.5.3. Гарантиране на липса на дискриминация и неправомерно кръстосано субсидиране

Предложеният матричен метод взема под внимание географското разположение на отделните входни и изходни точки, както и актуалната топология на газопреносната система.

Матричният метод показва съотношението на прогнозните приходи от вътрешносистемно и междусистемно ползване на мрежата от 1,42, изчислено въз основа на чл. 5 от Регламент 2017/460. Прогнозният дял на прихода от междусистемно ползване на мрежата за газовата година 2020/2021 е в размер на 41,32%. Изчисленият коефициент за разпределението на разходите свързано с приходите от услуги за пренос, получавани чрез капацитетно базирани тарифи, при прилагане на матричния метод, е 50,14 %. Коефициентът за разпределение на разходите, при прилагането на метода на капацитетно претеглено разстояние (CWD метод) е 63,95%.

Матричният метод също така не дискриминира вътрешните ползватели, защото е отчетел географски обособените територии и тяхната отдалеченост от входните точки на системата, както и зоните, през които природния газ трябва да достигне до крайните клиенти.

Предложената RPM методология осигурява липсата на дискриминация и предотвратява кръстосаното субсидиране като взема предвид разпределението на разходите съгласно чл. 5 от Регламент 2017/460.

Присъщите разходни фактори на предложената RPM методология са обективни и резултатът в справедливи цени еднакво прилагани за всички ползватели на газопреносната система за еднакви услуги по преноса, което определя избраната RPM методология като недискриминационна.

Разпределението на разходите за пренос на природен газ чрез единна RPM методология, отнасяща се за всички входни и изходни точки на газопреносната система също определя липсата на дискриминация.

Отделните разходи, определени от преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД, които служат за входящи параметри при изчислението на референтни цени съгласно RPM методологията, се одобряват от Националния Регулатор, което ограничава и предотвратява възможността за дискриминацията.

3.5.4. Поемането на риск от междусистемно ползване на мрежата

Националният Регулатор и Оператора на газопреносната система се стремят към устойчиво и предвидимо формиране на тарифи, което в същото време да отразява реалните разходи за извършване на дейността, пазарното търсене на услуги по преноса и основните характеристики на газопреносната система.

В разглеждания период а също и в средно срочен план за газопреносната система собственост на Булгартрансгаз ЕАД се очаква чувствително увеличаване на междусистемно транспортираните обеми природен газ, което е предпоставка за относително запазване на прилаганите ценови нива въпреки значителните инвестиции които се предвижда да направи преносния оператор. От тази гледна точка крайните клиенти ще бъдат предпазени от значително увеличаване на тарифите за пренос на природен газ.

3.5.5 Да се гарантира, че получените референтни цени не нарушават трансграничната търговия

Матричният метод осигурява подходящо разпределение на разходите между входни/изходни точки на междусистемно свързване, така че отделна точка да не е непропорционално натоварена с разходи и в същото време определя референтни цени, гарантиращи конкурентни нива на регионалния пазар на природен газ. В сравнение с CWD методиката, матричният метод дава по-ниски референтни цени на точките на междусистемно свързване, което допълнително стимулира развитието на трансграничната търговия.

3.6 Оценки на разпределението на разходите

В съответствие с чл. 5 на Регламент 2017/460 „Булгартрансгаз“ ЕАД извърши оценка на разпределението на разходите по отношение на приходите от капацитетно базирани тарифи и оценка за разпределението на разходите по отношение на приходите, покривани от тарифи, налагани върху пренесените количества природен газ. Оценката на разпределението на разходите е направена на база на получените индикативни цени за газовата година 2020/2021 с цел изчисляването на индекси за сравнение поотделно по отношение на приходите от капацитетно базирани тарифи и по отношение на приходите от тарифи на база пренесени количества природен газ.

Като фактор, определящ разходите при оценката на приходите от капацитетно базирани тарифи, е използван прогнозния резервиран капацитет за газовата година 2020/2021 г.

Като фактор, определящ разходите при оценката на приходите покривани от тарифи налагани върху пренесените количества природен газ, е използван прогнозните пренесени количества природен газ за газовата година 2020/2021 г.

Резултатите от изчисленията са представени в Таблица 5.

Сравнение на направената оценка при прилагането на матричния метод и оценка при прилагането на метода за референтна цена при капацитетно претеглено разстояние (CWD метод) са представени в Таблица 6.

Високите нива на сравнителния индекс при капацитетно базирани тарифи се дължат основно на сложността на газопреносната система собственост на Булгартрансгаз ЕАД. Изразяваща се в сложна топология с взаимосвързани две исторически обособили се мрежи с различни характеристики на преносните газопроводи, различен брой компресорни станции както и силна разклоненост на националната газопреносна мрежа, която обслужва над 240 пункта неравномерно разпределени по територията на страната.

Значителна разлика се наблюдава и в стойността на активите в различните участъци на газопреносната система, което е входен параметър за изчислението на референтните цени при предложения матричен метод.

Същевременно същия индекс изчислен при прилагане на CWD метода за определяне на референтни цени се определя на 63,95%

Таблица 5 Оценка на разпределението на разходите

Параметър	Мярка	Стойност
Оценка на разпределението на разходите при капацитетно базирани тарифи (чл. 5 ал. 16. а от Регламент 2017/460)		
Вътрешносистемен приход	хил. лв.	45 073
Междусистемен приход	хил. лв.	35 600
Вътрешносистемен разходен фактор	MWh/ден/година	164 278
Междусистемен разходен фактор	MWh/ден/година	77 735
Вътрешносистемно съотношение		274
Междусистемно съотношение		458
Сравнителен индекс	%	50,14%
Оценка на разпределението на разходите при тарифи за пренесени количества природен газ (чл. 5 ал. 1 б. 6 от Регламент 2017/460)		
Вътрешносистемен приход	хил. лв.	17 363
Междусистемен приход	хил. лв.	8 367
Вътрешносистемен разходен фактор	GWh	53 305
Междусистемен разходен фактор	GWh	25 685
Вътрешносистемно съотношение		0,33
Междусистемно съотношение		0,33
Сравнителен индекс	%	0,00%

3.7 Сравнение на Матричния метод с Метода за референтна цена при капацитетно претеглено разстояние (CWD)

Съгласно чл. 26 (1) (а) (vi) на Регламент 2017/460, в случай че газопреносния оператор избере методология за определяне на референтна цена, различна от Методиката за референтна цена при капацитетно претеглено разстояние (CWD), документите по консултацията трябва да включват сравнение на предложената методология със CWD методологията.

В Таблица 6 е представено сравнение между двата метода, а в Таблица 7 са представени получените индикативни цени на входни и изходни точки на газопреносната система при използване на матричния метод и метода при капацитетно претеглено разстояние за газовата година 2020/2021.

При сравнението на индикативните цени получени по двата метода се наблюдава, че цените на точките на междусистемно свързване, определени по предложеният матричен метод са по-ниски от определените по метода на капацитетно претеглените разстояния, което благоприятства за развитие на трансграничната търговия с природен газ.

Таблица 6 Сравнение на прилагания Матричен метод и CWD метода

	Сравнявани показатели	Матричен метод	Методика за Капацитетно претеглено разстояние
A	Входни параметри		
1.	Разрешеният приход, алокиран за всяка точка	ДА	ДА
2.	Оценка на капацитетното резервиране	ДА	ДА
3.	Разстояние между отделните точки на преносната система	ДА	ДА
4.	Съотношение на разпределението на необходимите приходи, покривани от тарифи за резервиране на капацитет по входни и изходни точки	50/50	50/50
B	Съгласно чл. 7 от Регламент 2017/460		
1.	Методиката трябва да даде възможност на ползвателите на мрежата да възпроизведат изчислението на референтните цени и техните прогнозни стойности	ДА	ДА
2.	В Методиката се вземат предвид действително направените разходи за предоставяне на услуги за пренос, като се отчита степента на сложност на преносната система	ДА	НЕ
3.	С Методиката се гарантира, че няма дискриминация и се предотвратява неправомерно кръстосано субсидиране, включително като се вземат предвид оценките на разпределението на разходите, посочени в член 5 на Регламент 2017/460	ДА	ДА
4.	Методиката гарантира, че на крайните клиенти в рамките на дадена входно-изходна система не се налага значителен риск, свързан с транспортирането през тази входно-изходна система	ДА	ДА
5.	Методиката трябва да гарантира, че получените референтни цени не нарушават трансграничната търговия	ДА	ДА
B	Оценка на разпределението на разходите за капацитет (чл. 5 ал. 16. а от Регламент 2017/460)		
1.	Вътрешносистемен приход, хил. лв	45 073	39 287
2.	Междусистемен приход, хил. лв	35 600	36 066
3.	Вътрешносистемен разходен фактор, MWh/ден/година	164 278	164 278
4.	Междусистемен разходен фактор,	77 735	77 735

	Сравнявани показатели	Матричен метод	Методика за Капацитетно претеглено разстояние
	MWh/ден/година		
5.	Вътрешносистемно съотношение	274	239
6.	Междусистемно съотношение	458	464
7.	Сравнителен индекс, %	50,14%	63,95%
Г.	Оценка на разпределението на разходите за пренос (чл. 5 ал. 1 б. 6 от Регламент 2017/460)		
1.	Вътрешносистемен приход, хил. лв	17 363	17 363
2.	Междусистемен приход, хил. лв	8 367	8 367
3.	Вътрешносистемен разходен фактор, GWh	53 305	53 305
4.	Междусистемен разходен фактор, GWh	25 685	25 685
5.	Вътрешносистемно съотношение	0,326	0,326
6.	Междусистемно съотношение	0,326	0,326
7.	Сравнителен индекс	0,00%	0,00%

Таблица 7 Сравнение на получените индикативни тарифи за газовата година 2020/2021

Входна/изходна точка	Матричен метод (лв./kWh/ден/год)	Методология капацитетно претеглено разст. (лв./kWh/ден/год.)	Разлика
Входни точки/зони			
Негру Вода/Кардам	0,3146	0,3866	19%
Национален добив	0,1329	0,3156	58%
Русе/Гюргево	0,2520	0,3791	34%
Кулата/Сидерокастрон	0,2343	0,5847	60%
Странджа/Малкочлар	0,4682	0,4180	-12%
Интерконектор IGB/Стара Загора	0,1839	0,3643	50%
ГИС Чирен	0,0694	0,0822	16%
Изходни точки/зони			
Негру Вода/Кардам	0,1788	0,2424	26%
Изходна зона България	0,3293	0,1696	-94%
ГИС Чирен	0,0893	0,0427	-109%
Русе/Гюргево	0,4084	0,2389	-71%
Кулата/Сидерокастрон	0,3930	0,2568	-53%
Странджа/Малкочлар	0,4398	N/A	N/A
Кюстендил/Жидилово	0,5113	N/A	N/A
Зайчар	0,5737	0,4276	-34%

4. СТРУКТУРА НА ПРИХОДИТЕ НА ПРЕНОСНИЯ ОПЕРАТОР

В тази част се дава индикативна информация за прогнозната структура на приходите на газопреносния оператор за първата година от новия регулаторен период 1 Октомври 2020 – 30 Септември 2025 г. в съответствие с приложимата Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката) и предложените в настоящата консултация параметри. Следва да се отбележи, че приходите, които се покриват от прилагането на входно-изходната тарифна система са резултатни и са определени като разлика от необходимите годишни приходи на оператора и приходите, получавани от изпълнението на дългосрочни договори с фиксирани цени.

Съгласно Методиката приходите от прилагането на плаващи цени на база на входно-изходна тарифна система се събират от цени, налагани за пренесени количества природен газ (цени за пренос) и приходи от прилагането на капацитетно базирани цени (цени за достъп).

С оглед плавният преход от цени изцяло на база пренесени количества природен газ към цени за реализация на капацитетни продукти (До 1 Октомври 2017 г. прилаганите цени от газопреносния оператор са изцяло на база пренесени количества природен газ) и като се вземе предвид изразените мнения от Ползватели на газопреносната система и заинтересовани страни в хода на проведените обсъждания на резултатите от прилагането на новият входно изходен тарифен модел, предлагаме през новият регулаторен период (2020-2024), цените на база пренесени количества природен газ да имат следната структура:

- Обща компонента на цената за пренесени количества природен газ – покрива 15% от необходимите приходи, изплащани чрез прилагането на входно-изходна тарифна система.
- Технологична компонента на цената за пренесени количества природен газ – покрива технологични оперативни разходи пряко зависими от пренесените количества природен газ.

В съответствие с Регламент 2017/460 съотношението на получените приходи от цената на база пренесени количества природен газ е 50/50.

Структурата на индикативните приходи, както и предложените съотношения са представени в Таблица 8.

Таблица 8 Структура на приходите

Приходи	Мярка	Стойност
Необходими приходи	хил. лв.	363 110
Приходи от предоставени услуги по преноса на природен газ	хил. лв.	363 110
Приходи покривани от дългосрочни договори с фиксирани цени	хил. лв.	256 708
Необходими приходи покривани от входно изходна тарифна система	хил. лв.	106 403
Приходи покривани от цени за пренесени количества природен газ, в т.ч.	хил. лв.	25 730
приходи покривани от обща компонента на цената за пренесени количества природен газ	хил. лв.	15 960
приходи покривани от технологична компонента на цената на база преминали количества природен газ	хил. лв.	9 770
Приходи покривани от капацитетно базирани тарифи	хил. лв.	80 673
Съотношение на приходите получавани от цени за пренесени количества природен газ и капацитетно базирани цени		15/85
Съотношение на приходите получавани от капацитетно базирани цени от входни точки и от изходни точки на газопрееносната система		50/50
Съотношение на приходите получавани от цени за пренесени количества природен газ от входни и от изходни точки на газопрееносната система		50/50

5. ИНФОРМАЦИЯ ЗА ТАРИФИ НА БАЗА НА ПРЕНЕСЕНИ КОЛИЧЕСТВА ПРИРОДЕН ГАЗ И ТАРИФИ, КОИТО НЕ СА СВЪРЗАНИ ДИРЕКТНО С ПРЕНОСА НА ПРИРОДЕН ГАЗ.

5.1. Определяне на тарифи на база на пренесените количества природен газ

В съответствие с предложената тарифна методология, тарифите налагани за пренесени количества природен газ се определят по следния начин:

Общите разходи за извършване на услугите по пренос на природен газ, извън приходите покривани от дългосрочни договори с фиксирани цени са разделени въз основа на пряката им зависимост от количествата пренесен газ на постоянни разходи и променливи разходи.

15% от тях са определени за изплащане чрез тарифите на база на пренесените количества природен газ. Към тези тарифи са отнесени и всички променливи разходи, групирани в отделна компонента на тарифата – технологична компонента.

Отчетените променливи разходи са: разходи за горивен газ за компресорните станции, разходи за природен газ, свързани с технологията на преноса, разходи за електрическа енергия за работа на компресорни станции, задвижвани с електрическа енергия.

В съответствие с чл. 4 (3) (а) (ii) на Регламент 2017/460 тарифите на база пренесени количества природен газ са еднакви за всички входни и изходни точки.

Прогнозни количества природен газ разпределени на входни и изходни точки и прогнозната посока на потока за газовата година 2020/2021 са дадени в Таблица 9.

Таблица 9. Прогнозни количества разпределени на входни и изходни точки и прогнозната преобладаваща посока на потока

Входна/Изходна точка/зона	Прогнозни количества GWh	Посока на потока
Входни точки/зони		
Негру Вода/Кардам	53	обратна
Национален добив	2 093	права
Русе/Гюргево	317	обратна
Кулата/Сидерокастро	8 086	обратна
Странджа/Малкочлар	5 179	права
Интерконектор IGB/Стара Загора	6 553	права
ГИС Чирен	3 964	права/обратна
Изходни точки/зони		
Негру Вода/Кардам	5 814	права
Изходна зона България	35 938	права
ГИС Чирен	3 964	права/обратна
Русе/Гюргево	1 057	права
Кулата/Сидерокастро	792,8	права
Киреево/Зайчар	5 179	права

5.2 Индикативни тарифи на база на пренесени количества природен газ

Изчислените индикативни тарифи на база пренесените количества природен газ за газовата година 2020/2021 са както следва:

тарифа на база пренесените количества природен газ 0,00032574 лв./kWh, в т.ч.:

- компонента пренос на природен газ, в размер 0,00020206 лв./kWh
- технологична компонента, в размер 0,00012368 лв./kWh

5.3 Определяне на тарифи, които не са свързани с преноса на природен газ

Допълнително е определена тарифа за покриване на разходи възникващи във връзка със задължения към обществото, наложени от правителството на Р.България (задължения свързани със сигурността на доставките), която се налага само на национални изходни точки към потребители на природен газ на база на пренесените количества природен газ. Приходите, събирани от тази тарифа се определят от разходите на преносния оператор за изпълнение на наложените задължения, като не са свързани с необходимите приходи, определяни за изпълнение на задълженията по издадените лицензии за дейността пренос на природен газ.

Индикативна стойност на тази тарифа за газовата год. 2020/2021 е 0,0000956 лв./kWh.

6. МНОЖИТЕЛИ, СЕЗОННИ ФАКТОРИ И ОТСТЪПКИ ЗА ХАРАКТЕРНИ ТОЧКИ НА ГАЗОПРЕНОСНАТА СИСТЕМА

Представената информация е във връзка с изискването на чл. 28 (1) на Регламент 2017/460 за извършване на консултации на стойностите на множителите, сезонните фактори и отстъпките по чл. 9 и по чл. 4 от Регламента със регулаторните органи на съседните страни членки и с всички заинтересовани страни. Такава консултация следва да се извършва от Регулаторния орган (Комисията за енергийно и водно регулиране) всеки ценови период.

6.1 Множители

Методологията за референтни цени определя тарифите за резервиране на капацитетни продукти чрез изчисляване на референтни цени за годишни стандартни капацитетни продукти. За такива продукти референтната цена се използва като резервационна цена, докато останалите цени за резервиране на краткосрочни стандартни капацитетни продукти се изчисляват чрез прилагане на множители и сезонни фактори към изчислената за съответната точка и посока на потока референтна цена.

Газопреносната система е проектирана и носи разходите на система с капацитет за пренос готов да посрещне пиковите нива на консумация при условия на максимално натоварване. В по-голямата част от времето газопреносната система се използва при средни условия на натоварване.

От тази гледна точка множителите се прилагат за цени на краткосрочни продукти, давайки възможност да се увеличи приноса в събираните приходи на мрежови ползватели, за които се пренася природен газ в периоди на по-голямо търсене, за сметка на мрежовите ползватели с равномерно потребление.

При определянето на стойността на множителите е важно да се отчете баланса между ефективното използване на мрежата и събираемостта на приходите на оператора. Ниските стойности на множителите стимулират мрежовите ползватели да резервират краткосрочни продукти, изглаждайки профила си на резервиране на капацитет, докато високите стойности на множителите стимулира резервирането на дългосрочни продукти (годишни и продукти с продължителност повече от една година).

Когато се определя нивото на множителите е необходимо да се вземат предвид някои от следните аспекти, в съответствие с чл. 28 ал. 3а от Регламент 2017/460:

- баланс между улесняването на краткосрочната търговия с природен газ и осигуряването на дългосрочни сигнали за ефективни инвестиции в преносната система;
- влиянието на избраните стойности върху прихода от капацитетно базираните услуги по пренос на природен газ и неговата събираемост;
- необходимостта от избягване на кръстосаното субсидиране между мрежовите ползватели и подобряване отразяването на реалните разходи в референтните цени;
- наличие на случай на физическо и договорно претоварване;
- въздействието върху трансграничните потоци.

Отчитайки степента на сложност на преносната система на България, и стремежа да се гарантира недискриминационен достъп и елиминира кръстосаното субсидиране, предлагаме използването на единни множители и сезонни фактори както за точките на междусистемно свързване, така и за всички останали точки.

Предложените множители за газовата година 2020/2021 са представени в Таблица 10

Таблица 10 Множители, използвани за образуването на цени за краткосрочни продукти

Капацитетни продукти	Тримесечни	Месечни	Дневни	В рамките на деня
Множители	1,3	1,4	2	2,5

6.2 Сезонни фактори

Сезонните фактори се прилагат за образуване на цените на краткосрочни капацитетни продукти, като се вземе под внимание сезонността на потоците природен газ през годината. Целта на прилагането на сезонни фактори е да се стимулират мрежовите ползватели да използват газопреносната система през слабо натоварения сезон (лято), осигурявайки ефективно използване на преносната система. По този начин се цели намаляване на риска от претоварване на газопреносната система в условията на засилено търсене на природен газ, с което се избягва нуждата от допълнителни инвестиции за увеличение на междусистемния капацитет на преносната система.

Изчисляването на предложените сезонни фактори се базира на средно месечни прогнозни количества пренесен природен газ за газовата година 2020/2021, в съответствие с чл. 15, параграфи от 2 до 6 от Регламент 2017/460.

В Таблица 11 са представени предложените стойности на сезонните фактори. Крайните получени коефициенти за определяне на цените на краткосрочни продукти са представени в Таблица 12

Таблица 11 Стойности на сезонните фактори по месеци

Сезонни фактори	Тримесечни	Месечни / Дневни / В рамките на деня
Октомври	1,13	0,86
Ноември		1,11
Декември		1,42
Януари	1,27	1,48
Февруари		1,28
Март		1,03
Април	0,87	0,95
Май		0,88
Юни		0,79
Юли	0,73	0,70
Август		0,68
Септември		0,82

Таблица 12. Крайни коефициенти за определяне на цените на краткосрочни капацитетни продукти

Месец	Тримесечни	Месечни	Дневни	В рамките на деня
Октомври	1,47	1,21	1,73	2,16
Ноември		1,55	2,22	2,78
Декември		1,99	2,85	3,56
Януари	1,64	2,07	2,96	3,71
Февруари		1,79	2,56	3,20
Март		1,45	2,07	2,58
Април	1,13	1,33	1,89	2,37
Май		1,23	1,75	2,19
Юни		1,11	1,58	1,98
Юли	0,95	0,98	1,39	1,74
Август		0,95	1,36	1,69
Септември		1,15	1,64	2,05
Средна стойност	1,30	1,40	2,00	2,50