

Информация относно методиката, параметрите и стойностите, използвани за определяне на разрешените приходи на оператора на газопреносна система „Булгартрансгаз“ ЕАД

Информация по параграф 1, точки 1 – 5 от Приложение I на Регламент (ЕС) 2024/1789 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 година относно вътрешните пазари на газ от възобновяеми източници, природен газ и водород, за изменение на Регламенти (ЕС) № 1227/2011, (ЕС) 2017/1938, (ЕС) 2019/942 и (ЕС) 2022/869 и на Решение (ЕС) 2017/684 и за отмяна на Регламент (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) 2024/1789):

1. Субект, който отговаря за изчисляването, определянето и одобряването на различните компоненти на методиката – Комисията за енергийно и водно регулиране.

2. Описание на Методиката за определяне на необходими приходи

а) цялостната методика, например таван на приходите, хибриден подход, метод на надхвърлените разходи или сравнителен анализ на тарифите

Определянето на необходимите приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД се извършва въз основа на Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, издадена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г.).

Утвърдените необходими годишни приходи се образуват по метода „Горна граница на приходите“.

Методиката гарантира спазването на следните принципи:

1. прозрачност при определяне на необходимите приходи;
2. прилагане на цените по недискриминационен начин за ползвателите на газопреносната система;
3. отчитане необходимостта от цялостност на газопреносната система и нейното подобрене;
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.

Утвърдените необходими годишни приходи на оператора за преносната система покриват разходите на оператора, които са му необходими да осигури:

1. услугите по пренос на природен газ;
2. безопасното и надеждно управление и експлоатация на преносната инфраструктура;
3. поддържане и развитие на газопреносната система;
4. управление, разпространение и обмен на информация за целите на осигуряване на ефективна, прозрачна и надеждна работа на газопреносната система;
5. дейността по пренос на природен газ съгласно чл. 170, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период се определят по формулата:

$$\text{НГП}_t = \text{БНГП}_t + C_t + Y_t,$$

където:

НГП_t са утвърдени необходими годишни приходи за съответната година от регулаторния период;

БНГП_t – базови необходими годишни приходи за съответната година от регулаторния период;

C_t – директно прехвърляеми разходи за съответната година от регулаторния период;

У_t – годишна корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка;

t – съответна година от разглеждания период.

Базовите необходими годишни приходи се определят в съответствие със следната формула:

$$\text{БНГП}_t = \text{БНГП}_{t-1} \cdot (1 + I_{t-1}) \cdot (1 - X),$$

където:

I_{t-1} е прогнозната инфлация за годината, предхождаща годината t, измерена с индекса на потребителските цени;

X – коефициент за изглаждане на базовите необходими годишни приходи за регулаторния период.

Коефициентът X се получава при решаване на следното уравнение:

$$\sum_{t=1}^n \frac{\text{ГИС}_t}{(1 + HB)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{БНГП}_0 (1 - X)^t}{(1 + HB)^t}$$

където:

ГИС_t е годишна изчислена сума от експлоатационни контролируеми разходи, амортизации възвръщаемост 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 Комисията бизнес план на оператора съгласно формулата:

$$\text{ГИС}_t = P_t + A_t + BB_t \cdot HB,$$

където:

P_t са експлоатационни контролируеми разходи за образуване на базовите необходими годишни приходи за съответната година;

A_t – изчислена годишна амортизация за образуване на базовите необходими годишни приходи за съответната година;

BB_t – изчислена база на възвръщаемост за съответната година;

HB – норма на възвръщаемост на капитала на дружеството, одобрена от Комисията, за регулаторния период;

n – брой години в регулаторния период;

БНГП₀ – постигнати прогнозни базови годишни приходи за базовата година (t=0).

б) методиката за определяне на регулаторната база на активите (РБА):

і) методика за определяне на първоначалната (отваряща) стойност на активите, прилагана в началото на съответния регулаторен период и при включването на нови активи в РБА

Регулаторната база на активите за дадена година от регулаторния период, представлява стойността на активите, използвани изключително за извършване на регулирани дейности. Тя отразява остатъчната стойност на материалните и нематериалните активи на оператора на преносна система, които са предназначени единствено за извършване на регулираната дейност. Към стойността ѝ се добавя размера на необходимият оборотен капитал за съответната година. Размерът на първоначалната (отваряща) стойност на регулаторната база на активите, който отчита пазарната стойност на активите, се определя въз основа на балансовата стойност на материалните и нематериалните активи към началото на регулаторния период, намалена с балансовата стойност на активите придобити

за сметка на финансиране (в това число и активите придобити за сметка на платена такса присъединяване).

Регулаторната база на активите за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период се изчислява по следната формула:

$$БВ_t = A_{t-1} + ИНВ_t - АМ_t - \Phi_t + ОК_t$$

където:

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

A_{t-1} - прогнозната балансова стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, към края на предходната година;

$ИНВ_t$ - инвестиционна компонента за образуване на базата на възвръщаемост 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 Комисията бизнес план на оператора;

Φ_t - прогнозна 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 и др., в съответствие с одобрения от Комисията 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 Комисията бизнес план на оператора, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В стойността на дълготрайните активи/прогнозните инвестиции, свързани с дейността по преноса на природен газ по газопреносната система, не се включват: активи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ (в т.ч. почивни станции и други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация; активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период; активи под формата на незавършено строителство.

ii) методика за преценка на активите

„Булгартрансгаз“ ЕАД оценява своите активи и пасиви в съответствие с Международни стандарти за финансово отчитане. Имоти, машини и съоръжения или нематериални активи, придобити чрез покупка или инвестиционните дейности първоначално се оценяват по цена на придобиване.

За целите на последваща оценка на имоти, машини, съоръжения и оборудване, Дружеството прилага модел на преценка Международен счетоводен стандарт 16. Преоценената стойност представлява справедливата стойността на актива към датата на преценка, намалена с последваща амортизация и натрупани загуби от обезценка. Справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и оборудване се определя на базата на пазарни доказателства, представени в доклад, изготвен от независим лицензиран оценител.

Оценките на активите се коригират с обезценки, ако има основателна индикация, че стойността на актива е намаляла под балансовата му стойност.

Преоценката на имоти, машини и съоръжения (ИМС) се извършва на всеки 3 години. Когато справедливите стойности се променят значително за по-кратък период, преоценката може да се прави по-често.

Справедливите стойности на ИМС се определят по следния начин:

- за земи и сгради - оценка, извършена от независими лицензирани оценители;
- за машини, съоръжения и оборудване с неспециализиран характер - пазарна цена, определена от независими лицензирани оценители;
- за машини, съоръжения и оборудване със специализиран характер (специфични за бранша, за които липсват доказателства за пазарната им стойност, тъй като рядко са обект на покупко-продажба) – амортизирана възстановима стойност, определена от независими лицензирани оценители.

iii) разяснения за изменението на стойността на активите

Развитието на стойността на активите в рамките на регулаторният период не се взема под внимание при определянето на необходимите приходи на оператора за периода по одобрената Методика. Определянето им се основава на първоначалната стойност на активите, определена от тяхната балансова стойност.

iv) третиране на изведените от експлоатация активи;

Съгласно счетоводното отчитане на дълготрайни материални активи, предприятието следва да преразглежда балансовата стойност на дълготрайните материални активи и да определи тяхната възстановима стойност. Когато от актива не се очакват никакви икономически ползи, той следва да бъде отписан. Дълготраен материален актив се отписва при продажба, при освобождаването от него или когато не се очакват никакви икономически ползи от използването на актива.

При продажба разликата между нетния приход от продажбата и балансовата стойност се отчита като печалба или загуба. Когато е налице замяна с други активи не се отчита печалба или загуба. В края на всеки отчетен период предприятието проверява временно изведените дълготрайни материални активи за обезценка на активите.

Изведените от експлоатация активи, както и прехвърлените за обслужване на друга дейност не се включват в регулаторната база на активите на газопреносния оператор.

v) амортизационната методика, прилагана за РБА, включително всякакви промени, направени върху стойностите

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 Комисията бизнес план на оператора.

За регулаторни цели разходите за амортизация се изчисляват на основата на полезен живот на активите определен за регулаторни цели съгласно приложение № 1 към Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, чрез прилагане на линеен метод за амортизация.

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

За следните класове активи не се начислява амортизация:

- земи;
- неамортизируем газ в газопреносната система (лайнпег).

За определяне на балансовата стойност на активи придобити за сметка на финансиране се използва полезен живот от 30 години.

в) методиката за определяне на цената на капитала

Среднопретеглената цена на капитала (WACC) се определя като реалната норма на възвръщаемост преди данъци върху регулаторната база активи за дадения регулаторен период.

Тя отчита обхвата на необходимите инвестиции за осигуряване на дългосрочна надеждна, безопасна и ефективна работа на преносната мрежа, както и адекватна

възвръщаемост на оперативните активи, което служи като стимул за стабилен дългосрочен бизнес в областта на преноса на природен газ на територията на Р България.

Нормата на възвръщаемост на капитала се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{СК}}{1 - ДС} \right) + Д_{ПК} \cdot НВ_{ПК}$$

където:

НВ е норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

Д_{СК} - дял на собствения капитал в общия капитал;

НВ_{СК} - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

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

Д_{ПК} - дял на привлечения капитал в общия капитал;

НВ_{ПК} - норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

Нормата на възвръщаемост на капитала се изчислява за целия капитал на дружеството.

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

Националният регулатор одобрява нормата на възвръщаемост на собствения капитал 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.

Привлеченият капитал включва възмездни заеми и задължения по договори за финансов лизинг. При изчисление на средната цена на привлечения капитал се вземат под внимание годишните лихви по съществуващи и планирани договори за заем и относителното тегло на съответните заеми в общата сума на привлечения капитал. В случаите, когато е сключен договор за финансов лизинг и не е посочен постоянен лихвен процент се определя среден лихвен процент за целия период в рамките на срока на договора.

г) методика за определяне на общите разходи (TOTEX) или, според случая, оперативните разходи (OPEX) и капиталовите разходи (CAPEX)

Всички разходи, определящи необходимите годишни приходи на преносния оператор, трябва да бъдат икономически обосновани, прозрачни, проверими и да съответстват на разходите на ефективен и структурно сравним оператор на преносна система.

В оперативните разходи не се включват разходи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ през газопреносната система, финансови разходи, разходи, които имат случаен и/или извънреден характер, както и: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходите за загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии; текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стокowo-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходите по чл. 204 на Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 216 ЗКПО; разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от лицензианта; разходи, за които националният регулаторен орган обосновано приеме, че не са в интерес на ползвателите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания.

При формирането на необходимите годишни приходи на газопреносният оператор оперативните разходи се разделят на две основни категории: контролируеми оперативни разходи и директно прехвърляеми оперативни разходи.

Контролируемите оперативни разходи са тези оперативни разходи, на чието ниво за отделните години от регулаторния период се приема че газопреносният оператор може да влияе като постигне ефективност. Техните стойности за отделните години от регулаторния

период се одобряват от Националния регулатор, подлежат на третиране с коефициент на ефективност и влизат при определянето на базовите необходими приходи.

Нивата им се прогнозира въз основа на постигнатите нива за базовата година и параметрите на развитието на дейността по пренос за годините от регулаторния период. Те съответстват на стойностите, посочени в одобрения от Националния регулатор бизнес план за развитие на дейността.

Директно прехвърляемите разходи са разходи или приходи, възникващи в процеса на извършване на лицензионната дейност за които се приема, че операторът не може пряко да влияе. Директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят при формирането на цените за достъп и пренос като в последствие разликата между прогнозната и отчетената им стойност се натрупва в поддържаната от оператора регулаторната сметка, в която ежегодно се натрупват годишните разлики между действително получени приходи и ревизираните утвърдени необходими годишни приходи. Директно прехвърляемите годишни разходи включват следните елементи:

1. разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от одобрения със заповед на министъра на енергетиката план за действие при извънредни ситуации;

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

3. акциз върху горивния газ;

4. лицензионни такси, дължими от оператора по ЗЕ;

5. технологични разходи и разходи за охранение на технологичен газ за нуждите на преноса;

6. разходи за квоти на емисии необходими при работата на компресорните станции по преноса.

7. други разходи по предложение на оператора, за които Комисията приеме, че имат характер на директно прехвърляеми разходи.

Инвестиционните разходи се отразяват в методиката за определяне на необходими приходи само косвено - чрез регулаторната база на активите и последващата амортизация.

д) методиката за определяне на ефективността на разходите, ако е приложимо

При определяне на необходимите годишни приходи за регулаторния период за всяка година след началната експлоатационните контролируеми разходи се определят по формулата:

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

където:

P_{t-1} са експлоатационни контролируеми разходи за предходната година от регулаторния период;

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

Нивото на експлоатационните контролируеми разходи за първата година от регулаторния период се определя на база прогнозния среден размер на годишните експлоатационни разходи, необходими за дейността по преноса на природен газ за регулаторния период.

е) методиката за определяне на инфлацията

При определяне на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период след първата базовите необходими приходи от предходната година се индексират с инфлационен индекс равен на средногодишният хармонизиран индекс на потребителските цени отчетен за P . България от Националният статистически институт за предходната календарна година.

ж) методиката за определяне на премиите и стимулите, ако е приложимо

В действащата методология не се предвиждат допълнителни стимули при определяне на необходимите приходи.

з) разходи, които са извън контрола на съответното равнище

Не е приложимо към действащата методика.

и) услуги, предоставяни в рамките на холдинга на дружеството, ако е приложимо

„Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифициран независим преносен оператор, като не предоставя специфични или преференциални услуги нито към „Български енергиен холдинг“ ЕАД, нито към предприятията в него.

3. Стойностите на параметрите, използвани в методиката:

а) подробните стойности на параметрите, които са част от цената на собствения капитал и цената на дълга или среднопретеглената цена на капитала, изразена в проценти

Представените стойности са базирани на методиката за изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала на преносния оператор валидна за регулаторният период 2025-2029 г., съгласно чл. 14, ал. 2 на Методика за определяне на цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

<i>Входни параметри за изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала</i>	<i>Стойност</i>
Корпоративен данък	10%
Дял на собственият капитал	52,92%
Дял на привлеченият капитал	47,08%
Цена на собственият капитал	9,42%
Безрискови вложения	3,93%
Базова рискова премия за развити пазари	4,33%
Рискова премия за страната	2,13%
Бета на капитала безлостов	0,47
Бета на капитала лостов	0,85
Безрискови вложения	3,93%
Цена на привлечения капитал	4,60%
Норма на възвръщаемост на капитала след данъчно облагане	7,15%
Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане	7,70%

б) амортизационни срокове в години, приложими поотделно за тръбопроводи и компресори

При определянето на необходимите приходи за регулаторния период 2025-2029 г. са приложени амортизационни срокове в съответствие с Приложение 1 на Методика за определяне на цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи собственост на

„Булгартрансгаз“ ЕАД. Полезният живот на различните видове съществуващи активи, собственост на предприятието е както следва:

<i>Видове активи</i>	<i>Полезен живот, години</i>
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

в) Промени в амортизационния период или в ускоряването на амортизацията, прилагана за активите – не се прилага.

г) цели за ефективност в проценти

При определяне на необходимите годишни приходи за регулаторния период за всяка година след началната експлоатационните контролируеми разходи се третират с коефициент за ефективност съгласно посочената формула в Методиката за определяне на ефективността на разходите. За регулаторният период 2025 - 2029 г. е определен коефициент на ефективност в размер на 1.05%.

д) инфлационни индекси;

При определяне на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период след първата базовите необходими приходи от предходната година се индексират с инфлационен индекс равен на средногодишният хармонизиран индекс на потребителските цени отчетен за Р България от Националният статистически институт за предходната календарна година.

е) премии и стимули – не са предвидени.

4. Стойностите на цените и разходите, използвани за определяне на разрешените или целеви приходи в евро и в местната валута на:

а) РАВ по видове активи, с разбивка по години до пълната ѝ амортизация, включително:

i) инвестициите, добавени към РБА, по видове активи;

ii) амортизацията по видове активи до пълната им амортизация.

Представено е развитието на регулаторната база на активите (без включен оборотен капитал), както и амортизационните отчисления по видове активи до пълната амортизация на РБА. Инвестиции и стойностите на оборотния капитал са посочени за регулаторния период 2025-2029 г.

хил. евро

Описание	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>Регулаторна база на активите (РАБ)</i>	3 196 220	3 423 256	3 498 268	3 553 533	3 519 680	3 354 209	3 209 939	3 066 553	2 923 166

Балансова стойност на активите включени в РБА в т.ч.:	3 287 748	3 510 587	3 581 403	3 632 474	3 594 433	3 434 340	3 285 620	3 137 782	2 989 945
транзитни газопроводи - линейна част	2 546 872	2 778 127	2 870 478	2 982 455	3 005 173	2 907 145	2 809 117	2 711 088	2 613 060
съоръжения	239 026	262 344	275 168	254 891	234 271	211 928	189 585	167 241	144 898
компресорно оборудване	239 288	226 811	217 530	206 485	194 624	175 734	156 844	137 954	119 064
амортизируем буферен газ в преносната система	1 166	1 146	1 126	1 107	1 087	1 067	1 047	1 028	1 008
кабелни мрежи	64 502	60 043	57 547	52 829	48 105	43 335	38 566	33 796	29 026
компютърна и комуникационна техника	41 533	32 029	22 175	12 097	2 728				
сгради и конструкции	83 509	84 503	82 843	79 630	76 368	72 582	68 796	65 009	61 223
земи	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979
други ДМА	43 929	35 685	26 451	16 690	7 616				
ДНМА	6 257	8 232	6 419	4 625	2 794	883			
неамортизируем буферен газ в преносната система	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686
придобити активи за сметка на финансиране	101 633	97 368	93 105	88 843	84 582	80 131	75 680	71 230	66 779
Начислени амортизации за годината:	136 285	146 919	158 161	166 245	170 327	160 092	148 720	147 837	147 837
транзитни газопроводи - линейна част	72 247	79 268	86 256	91 717	96 328	98 028	98 028	98 028	98 028
съоръжения	16 971	18 460	20 979	22 169	22 288	22 343	22 343	22 343	22 343
компресорно оборудване	16 944	17 241	17 680	18 198	18 663	18 890	18 890	18 890	18 890
амортизируем буферен газ в преносната система	20	20	20	20	20	20	20	20	20
кабелни мрежи	4 602	4 612	4 690	4 765	4 768	4 770	4 770	4 770	4 770
компютърна и комуникационна техника	10 384	10 671	10 891	11 096	10 455	2 728			
сгради и конструкции	3 464	3 571	3 703	3 755	3 776	3 786	3 786	3 786	3 786
земи									
други ДМА	10 651	11 457	12 061	12 631	12 124	7 616			
ДНМА	1 001	1 620	1 881	1 893	1 906	1 911	883		
неамортизируем буферен газ в преносната система	0	0	0	0	0				
придобити активи за сметка на финансиране	4 425	4 430	4 436	4 442	4 448	4 451	4 451	4 451	4 451
Инвестиции в активи включени в РБА:									
транзитни газопроводи - линейна част	180 946	310 523	178 607	203 693	119 046				
съоръжения	2 889	41 777	33 804	1 892	1 668				
компресорно оборудване	4 144	4 764	8 398	7 153	6 802				
амортизируем буферен газ в преносната система	0	0	0	0	0				
кабелни мрежи	164	153	2 194	47	44				
компютърна и комуникационна техника	1 696	1 166	1 036	1 018	1 086				
сгради и конструкции	775	4 565	2 043	542	515				
земи	0	0	0	0	0				

други ДМА	4 845	3 213	2 828	2 870	3 050				
ДНМА	5 063	3 595	68	100	75				
неамортизируем буферен газ в преносната система	0	0	0	0	0				
придобити активи за сметка на финансиране	150	165	172	180	187				
Необходим оборотен капитал	10 105	10 037	9 970	9 903	9 829				

хил. евро

Описание	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Регулаторна база на активите (РАБ)	2 779 780	2 636 394	2 493 007	2 349 621	2 206 235	2 062 848	1 948 494	1 851 111	1 753 727
Балансова стойност на активите включени в РАБ в т.ч.	2 842 108	2 694 270	2 546 433	2 398 596	2 250 758	2 102 921	1 984 116	1 882 282	1 780 447
транзитни газопроводи - линейна част	2 515 032	2 417 004	2 318 976	2 220 947	2 122 919	2 024 891	1 926 863	1 828 834	1 730 806
съоръжения	122 555	100 212	77 868	55 525	33 182	10 838			
компресорно оборудване	100 174	81 284	62 394	43 504	24 614	5 724			
амортизируем буферен газ в преносната система	988	968	949	929	909	889	870	850	830
кабелни мрежи	24 257	19 487	14 717	9 948	5 178	408			
компютърна и комуникационна техника									
сгради и конструкции	57 436	53 650	49 864	46 077	42 291	38 505	34 718	30 932	27 146
земи	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979
други ДМА									
ДНМА									
неамортизируем буферен газ в преносната система	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686
придобити активи за сметка на финансиране	62 328	57 877	53 426	48 975	44 524	40 073	35 622	31 171	26 720
Начислени амортизации за годината	147 837	118 805	101 834	101 834					
транзитни газопроводи - линейна част	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028
съоръжения	22 343	22 343	22 343	22 343	22 343	22 343	10 838		
компресорно оборудване	18 890	18 890	18 890	18 890	18 890	18 890	5 724		
амортизируем буферен газ в преносната система	20	20	20	20	20	20	20	20	20
кабелни мрежи	4 770	4 770	4 770	4 770	4 770	4 770	409		
компютърна и комуникационна техника									
сгради и конструкции	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786
земи									
други ДМА									
ДНМА									
неамортизируем буферен газ в преносната система									
Придобити активи за сметка на финансиране	4 451								

хил. евро

Описание	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Регулаторна база на активите (РАБ)	1 656 344	1 558 961	1 461 577	1 364 194	1 266 810	1 169 427	1 067 607	968 918	870 870
Балансова стойност на активите включени в РАБ в т.ч.	1 678 613	1 576 779	1 474 944	1 373 110	1 271 275	1 169 441	1 067 607	968 918	870 870
транзитни газопроводи - линейна част	1 632 778	1 534 750	1 436 721	1 338 693	1 240 665	1 142 637	1 044 608	946 580	848 552
съоръжения									

компресорно оборудване									
амортизируем буферен газ в преносната система	810	790	771	751	731	711	692	672	652
кабелни мрежи									
компютърна и комуникационна техника									
сгради и конструкции	23 359	19 573	15 787	12 000	8 214	4 428	641		
земи	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979
други ДМА									
ДНМА									
неамортизируем буферен газ в преносната система	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686
придобити активи за сметка на финансиране	22 269	17 818	13 367	8 916	4 465	14			
Начислени амортизации за годината	101 834	98 689	98 048						
транзитни газопроводи - линейна част	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028
съоръжения									
компресорно оборудване									
амортизируем буферен газ в преносната система	20	20	20	20	20	20	20	20	20
кабелни мрежи									
компютърна и комуникационна техника									
сгради и конструкции	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	3 786	641	
земи									
други ДМА									
ДНМА									
неамортизируем буферен газ в преносната система									
Придобити активи за сметка на финансиране	4 451	14							

Описание	хил. евро									
	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	
Регулаторна база на активите (РАБ)	772 822	674 774	576 726	478 678	380 630	282 582	184 534	86 486	22 140	
Балансова стойност на активите включени в РАБ в т.ч.	772 822	674 774	576 726	478 678	380 630	282 582	184 534	86 486	22 140	
транзитни газопроводи - линейна част	750 524	652 495	554 467	456 439	358 411	260 382	162 354	64 326		
съоръжения										
компресорно оборудване										
амортизируем буферен газ в преносната система	632	613	593	573	553	534	514	494	474	
кабелни мрежи										
компютърна и комуникационна техника										
сгради и конструкции										
земи	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	5 979	
други ДМА										
ДНМА										
неамортизируем буферен газ в преносната система	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	15 686	
придобити активи за сметка на финансиране										
Начислени амортизации за годината	98 048	98 048	64 346							
транзитни газопроводи - линейна част	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	98 028	64 326	

съоръжения									
компресорно оборудване									
амортизируем буферен газ в преносната система	20	20	20	20	20	20	20	20	20
кабелни мрежи									
компютърна и комуникационна техника									
сгради и конструкции									
земи									
други ДМА									
ДНМА									
неамортизируем буферен газ в преносната система									
<i>Придобити активи за сметка на финансиране</i>									

б) цената на капитала, включително цената на собствения капитал и цената на дълга

№	Входни параметри за изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала	стойност	
а	Корпоративен данък	10%	
б	Дял на собственият капитал	52,92%	
в	Дял на привлеченият капитал	47,08%	
г	Цена на собственият капитал след данъчно облагане	9,42%	$д+к*з$
д	Безрискови вложения	3,93%	
е	Базова рискова премия за развити пазари	4,33%	
ж	Рискова премия за страната	2,13%	
з	Пазарна рискова премия	6,46%	$е+ж$
и	Бета на капитала безлостов	0,47	
к	Бета на капитала лостов	0,85	$и*(1+(1-а)*в/б)$
л	Цена на привлечения капитал	4,60%	
м	Норма на възвръщаемост на капитала след данъчно облагане (WACC)	7,15%	$г*б+в*л$
н	Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане (WACC)	7,70%	$г*б/(1-а)+в*л$

в) оперативни разходи

Прогнозните оперативни разходи по години от регулаторният период 2025 - 2029 г. са:

Разходи в хил. евро	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Общо оперативни разходи в т.ч.	94 411	95 596	95 112	101 349	102 223
Разходи за експлоатация и поддръжка	56 673	56 714	55 225	60 339	60 310
Технологични разходи	13 241	14 240	15 105	16 086	16 899
Директно прехвърляеми разходи	24 498	24 642	24 782	24 924	25 014

В представените технологични разходи не е включена стойността на предоставяния технологичен газ в натура по дългосрочни договори с фиксирани цени.

г) премии и стимули, изброени поединично – не са предвидени

5. Финансови показатели, които трябва да бъдат представени за оператора на преносна система

№	Описание	Мярка	Стойност
а)	печалба преди лихви, данъци и амортизация (ЕБИТДА)	хил. евро	309 183
б)	печалба преди лихви и данъци (ЕБИТ)	хил. евро	172 898
в)	възвръщаемост на активите I (ROA) = ЕБИТДА/РБА	%	9,67
г)	възвръщаемост на активите II (ROA) = ЕБИТ/РБА	%	5,41
д)	възвръщаемост на собствения капитал (ROE) = печалба/собствен капитал	%	5,29
и)	възвръщаемост на вложения капитал (RoCE) = ЕБИТ/(Активи-Текущи пасиви)	%	5,25
ii)	отношение на ливъридж (Активи/Собствен капитал)		1,32
iii)	нетен дълг/(нетен дълг + собствен капитал)	%	20,97
iv)	нетен дълг/ЕБИТДА	%	2,19

Тази информация е приета от Комисията за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 43 от 18.02.2026 г., по т.10.