**ОБОСНОВКА НА „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ” ЕАД**

**ЗА НОВИ ЦЕНИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО ЗА РЕГУЛАТОРЕН ПЕРИОД В СИЛА ОТ 01.07.2022г.**

# Основание за изготвяне

Настоящото заявление е изготвено в съответствие със Закона за енергетиката, Наредба № 5 за регулиране на цените на топлинната енергия (Наредба 5), Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредба 1) и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (Указанията).

# Цел

Основна цел на това заявление е да обоснове предложените от дружеството цени на топлинната енергия и електрическата енергия от комбинирано производство за периода 01.07.2022- 30.06.2023 г.

# Метод на регулиране

Съгласно чл. 3 ал. 2, т.1 от Наредба №5 за регулиране на цените на топлинната енергия към заявлението за утвърждаване на цени, дружеството е приложело метода „норма на възвръщаемост на капитала“.

Съгласно чл.7 от Наредба 5, необходимите годишни приходи за дейност разпределение трябва да включват признатите от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

НП = Р + (РБА \* НВ),

където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р - годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА - призната от комисията регулаторна база на активите;

НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

# Структура на заявлението

## Детайлна обосновка на всички ценообразуващи параметри

## Калкулация на необходими приходи

## Предложение за тарифна структура

## Приложения:

### Приложение 2.1.1 – Отчетна информация от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за 2020г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2022г. – 30.06.2023г., във форма и съдържание съгласно справки от № 1 до № 9 на приложение (модел) за лицензианти към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (т. II. 1 от Писмо, изх. № Е-14-00-4 от 08.03.2022г. на КЕВР);

### Приложение 2.1.2 – Приложения към ценовия модел - лицензиант

### Приложение 2.1.3 – Таблици по ЕССО

### Приложение 2.1.4 – Отчетна информация от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за 2021г. и за ценовия период 01.07.2021г. – 30.06.2022г., във форма и съдържание съгласно справки от № 1 до № 9 на приложение (модел) за лицензианти към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (т. I. 3 от Писмо, изх. № Е-14-00-4 от 08.03.2022г. на КЕВР);

# Ценообразуващи параметри

Параметрите за ценообразуване са калкулирани в съответствие с Наредба № 5 за регулиране на цените на топлинната енергия и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ при следните допускания:

### Регулаторен период от 01.07.2022 – 30.06.2023 г.;

### Цена на природен газ – разходите за основно гориво природен газа са остойностени на база прогнозна цена, към която са добавени цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа съгласно Писмо, изх. № Е-14-00-5 от 23.03.2022г. на КЕВР. Прогнозната цена е базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от ЕЕХ към ден на търговия 22.03.2022 [Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com)](https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/egsi) предвид методиката за ценообразуване на Булгаргаз, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Използвани са месечни котировки.

### Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД и е съобразена производствена програма на дружеството

### Цена на въглеродни емисии в размер на xxx.xx лв./тон. Дружеството е извършило собствена обективна оценка на прогнозната цена на CO2 квотите съгласно Писмо, изх. № Е-14-00-5 от 23.03.2022г. на КЕВР. Прогнозната цена е базирана на фючърс за EUA от ЕЕХ към ден на търговия 22.03.2022 [Futures Market (eex.com)](https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market) Използвани са месечни котировки

### Цена на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП в размер на xxx,xx лв.MWh – Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. базирана на сетълмент цени за финансов фючърс от ЕЕХ за Унгария към ден на търговия 22.03.2022 [Futures (eex.com)](https://www.eex.com/en/market-data/power/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%22EEX-PXE%20Bulgarian%20Power%20Futures%22%7D) и групов коефициент съгласно определения от КЕВР с решение Ц-26 от 01.07.2021. Годишни и тримесечни цени са преобразувани към месечни с цел по-точно моделиране на съотношението търсене/предлагане през различните сезони. Използваният алгоритъм е базиран на сезонни коефициенти, които са калкулирани на база исторически данни за пазар ден-напред в Унгария.

### Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определена от КЕВР с решение Ц-26 от 01.07.2021 г

### Калкулираните цени да осигуряват:

- спазване на принципа за разходно-ориентирани цени

- възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността

- икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала

## Прогнозно количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа

* **Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период**

Планирането на топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на xxx xxx MWh.

В следващата таблица е представено по месеци сравнение на отпусната към преноса топлинна енергия през 2021 г., прогноза за периода 2022г. – 2023г., отчетени температури на външния въздух за 6 годишен период и прогнозните външни температури за ценовия период.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | Мярка | 2022 | | | | | | 2023 | | | | | |  |
| **Ценови период** | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Производство на изход централи | MWh | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |
| Реализация | MWh | x xxx | x xxx | x xxx | x xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | x xxx | x xxx | xxx xxx |
| Очаквани температури на външния въздух за периода 2022-2023 | oC | xx.xx | xx.xx | xx.xx | xx.xx | x.xx | x.xx | x.xx | x.xx | x.xx | xx.xx | xx.xx | xx.xx | xx.xx |
| **Отчет 2021 г.** | | | | | | | | | | | | | | |
| Производство на изход централи | MWh | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |
| Реализация | MWh | x xxx | x xxx | x xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | x xxx | x xxx | xxx xxx |
| **Средно месечни температури на външния въздух, съгласно информация от НИМХ - филиал Пловдив** | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022 | oC |  |  |  |  |  |  | x.x | x.x |  |  |  |  |  |
| 2021 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | x.x | x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x |
| 2020 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | x.x | x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x |
| 2019 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x |
| 2018 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | x.x | x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x |
| 2017 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | -x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x |
| 2016 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x |

Въз основа на представеното сравнение е видно, че прогнозата за новия ценови период е направена при външни температури характерни за района на гр. Пловдив.

Продажбите на топлинна енергия през 2021 г. е завишена спрямо очакванията поради:

* По-голяма продължителност на периода с отопление и увеличени DDh спрямо 2020 г.
* Намаляване на влиянието на мерките за ограничаване на пандемията от COVID-19;
* Увеличаване икономическа активност на бюджетни и небитови клиенти.

Противоположен ефект със значително по-малко влияние върху месечните продажби имат проведените ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, наложили временно изключване на малък брой клиенти.

Въз основа на направения анализ, в следствие активната комуникация с клиентите и провежданите кампании за повишаване доверието към услугата централизирано топлоснабдяване, предлагането на услугата охлаждане през летния период и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на топлина енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап не води до основание да се очаква значителна промяна на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

* **Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период.**

През 2021 г. отчетената топлинна енергия за собствени нужди е xx xxx MWh.

За ценовия период топлинната енергия за собствени нужди е планирана в размер на xx xxx MWh.

Спрямо 2021 г. планираните собствени нужди са по-малко със x xxx MWh поради това, че не се предвижда експлоатация на инсталация ТЕЦ Север.

Не се предвижда използване на Енергиен котел № 3 в ТЕЦ Север, вследствие на което потреблението на пара за собствени нужди значително се редуцира.

От началото на отоплителен сезон 2021/2022 за производство на върховия топлинен товар се използват само ново изградените на двете площадки общо 5 броя водогрейни котли, всеки от които е с номинална топлинна мощност от 19 MW.

Като базова инсталация ще се използва Когенерацията. За ценовия период се предвижда един по-продължителен престой за ремонт за 25 календарни дни през месец Август 2022 г. В този период основен топлоизточник се предвижда да бъдат новите водогрейни котли на площадка ОЦ Юг.

Общата продължителностна работа на всички водогрейни котли се очаква да бъде x xxx ч.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена въз основа на планираната работа по инсталации, целогодишното използване на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очаквате топлинни товари.

## Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

За определянето на количествата топлинната енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 8 ценови години. Представяме резултатите от него с графиките във фигури 1, 2 и 3 по- долу.

**Фигура 1** – В стълбовидна графика са представени отчетените стойности на технологичните разходи на топлинна енергия за пренос за ценовите години, визуализирани като сума от:

* Технологичен разход на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа
* Технологичен разход на топлинна енергия в абонатни станции;
* Технологичен разход на топлинна енергия от топлоотдаване на топлопроводите и съоръженията към тях.

Представена е кривата на ежегодно утвърдените от Комисията за енергийно и водно регулиране технологични разходи за преноса на топлинна енергия за „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР).

xxx

xxx

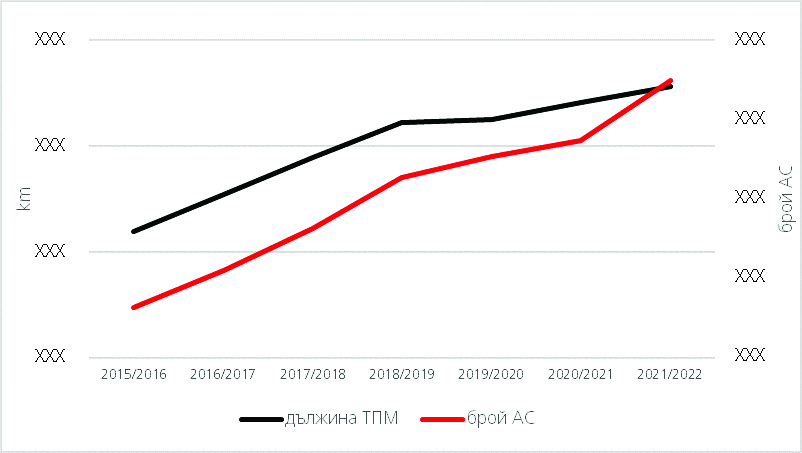
xxx

xxx

xxx

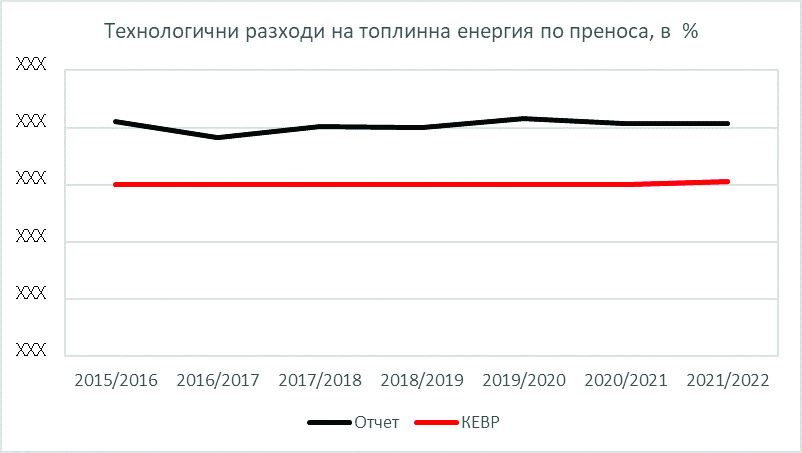
Фиг. 1

**Фигура 2** – дължина на топлопреносната мрежа на ЕВН ТР и общ брой работещи абонатни станции към края на всяка календарна година



Фиг. 2

**Фигура 3** – Представени са кривите, които показват изменението през ценовите години на реално постигнатите относителни дялове на технологичните разходи за преноса на топлинна енергия спрямо утвърдените от КЕВР размери. Забелязва се съществената разлика между реално постигнатите технологични разходи и одобрените от Комисията.



Фиг.3

1. **Технологични разходи на топлинна енергия в абонатни станции**

Всички абонатни станции, които са част от топлопреносната мрежа на дружеството, са рехабилитирани през периода от 2001 г. до 2002 г. Изцяло е заменено регулирането им, а на 70 % остарелите подгреватели за отопление и горещо водоснабдяване и елеваторите са заменени с пластинчати подгреватели. След 2006 г. поетапно се подменят останалите кожухотръбни подгреватели с пластинчати. През периода от 2006 г. до 2008 г. всички абонатни станции с кожухотръбни подгреватели са напълно изолирани. Новоизграждащите се абонатни станции са от съвременен тип.

Изменението на технологичните разходи в абонатните станции, което е видно от Фигура 1, е в зависимост от броя на работещите абонатни станции, режимите на работа, броя работни дни на всяка АС. Видно е, че годишните стойности на тези разходи не се изменят съществено през разглеждания период.

За предстоящия ценови период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. тези разходи са прогнозирани в размер на **x xxx MWh** и съответстват на достигнатите нива през последните шест години.

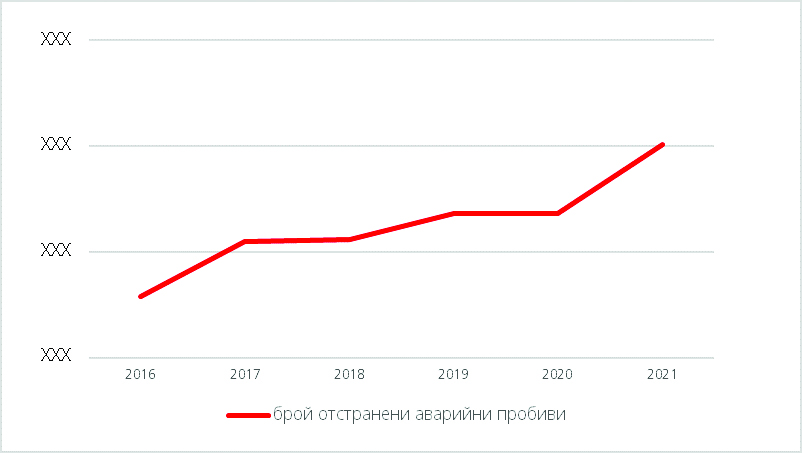
В следващата таблица е представено разпределението по месеци, в сравнение с постигнатите разходи през календарната 2021 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | Календарна 2021 | 2022/2023 |
|  | АС | АС |
| - | MWh | MWh |
| Януари | x xxx | x xxx |
| Февруари | x xxx | x xxx |
| Март | x xxx | x xxx |
| Април | x xxx | xxx |
| Май | xxx | xxx |
| Юни | xxx | xxx |
| Юли | xxx | xxx |
| Август | xxx | xxx |
| Септември | xxx | xxx |
| Октомври | xxx | xxx |
| Ноември | x xxx | x xxx |
| Декември | x xxx | x xxx |
| **общо** | **x xxx** | **x xxx** |

1. **Технологични разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа**

Загубите на топлоносител – гореща вода и топлинна енергия, са в пряка зависимост от техническото състояние на топлопреносната мрежа. От Фигура 1 е видна тенденцията за увеличаването на загубите на топлинна енергия поради влошаване на физически и технологични характеристики на стареещата топлопреносна мрежа на ЕВН ТР.

През разглежданите ценови години ЕВН ТР продължава да полага всички необходими и възможни усилия да поддържа топлопреносната мрежа в състояние да пренася топлоносител като ограничава загубите му. За тази цел непрекъснато и своевременно отстранява констатираните аварийни пробиви по топлопроводите. На следващата фигура е показан годишният брой отстранени аварийни пробиви.



Фиг. 4

Успоредно с тези мерки, дружеството и през тази година продължи да подменя остарели салникови компенсатори с линзови. За съжаление тези действия не са достатъчни, за да бъде преустановено увеличаването на загубите и тази тенденция да бъде обърната в посока към намаляването им.

В периода от 2014г. до 2021г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от xx,x km, което представлява едва x % от общата дължина на мрежата към 2021г. – xxx,x km.

В резултат на анализа, за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са на ниво ценова година 2019г. - 2020 г. в размер на xx xxx MWh.

В следващата таблица е представено разпределението по месеци в сравнение с отчетените разходи през календарната 2021 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | календарна 2021 | 2022/2023 |
|  | подпитка | подпитка |
| - | MWh | MWh |
| Януари | x xxx | x xxx |
| Февруари | x xxx | x xxx |
| Март | x xxx | x xxx |
| Април | xxx | x xxx |
| Май | x | x xxx |
| Юни | xxx | x xxx |
| Юли | x xxx | x xxx |
| Август | x xxx | x xxx |
| Септември | x xxx | x xxx |
| Октомври | x xxx | x xxx |
| Ноември | x xxx | x xxx |
| Декември | x xxx | x xxx |
| **общо** | **xx xxx** | **xx xxx** |

1. **Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях**

Технологичните разходи от топлоотдаване през разглежданите години се променят поради:

* независимо от топлоизточника, режимът на работа се определя от необходимостта да се доставя топлинна енергия по топлопреносна мрежа с голяма дължина. Това е причина за голяма продължителност на температурната вълна и води до необходимост от денонощна работа при високи температури за качествено топлоснабдяване и на най-отдалечените потребители;
* структурната оптимизация на топлопреносната мрежа е изчерпана и ограничена от присъединяването на нови консуматори в периферни точки на мрежата;
* новоизградените участъци са с много малък относителен дял;
* рехабилитационните дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа са също са с много малък обем;
* в по - голямата си част трасетата на топлопроводите преминават под натоварени градски пътни артерии. Рехабилитацията им винаги е свързана с дългосрочна реорганизация на движението и задължения на ЕВН ТР да възстанови пътната настилка и съоръженията от пътя, което води до оскъпяване на дейностите по подмяна. Допълнително на дружеството често се налага да финансира и теренни археологически проучвания поради такива изкопни работи;

В резултат на анализа, за новия ценови период ЕВН ТР приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на **xx xxx MWh**. Това количество представлява намаление с **xx xxx MWh** спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценовата 2019 г.- 2020 г., когато дължината на топлопреносната мрежа е била в размер на xxx,x km.

В следващата таблица е представено разпределението по месеци, в сравнение с постигнатите резултати през календарната 2021г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | календарна 2021 | 2022/2023 |
|  | мрежа | мрежа |
| - | MWh | MWh |
| Януари | xx xxx | x xxx |
| Февруари | xx xxx | x xxx |
| Март | xx xxx | x xxx |
| Април | x xxx | x xxx |
| Май | x xxx | x xxx |
| Юни | x xxx | x xxx |
| Юли | x xxx | x xxx |
| Август | x xxx | x xxx |
| Септември | x xxx | x xxx |
| Октомври | x xxx | x xxx |
| Ноември | xx xxx | x xxx |
| Декември | xx xxx | x xxx |
| **общо** | **xxx xxx** | **xx xxx** |

1. **Необходими прогнозни количества топлинна енергия за ценовия период от 01.07.2022г. до 30.06.2023г.**

На база направения анализ и така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период, с начало от 01.07.2022 г. ЕВН ТР е прогнозирало, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на xx,xx % от прогнозното производство на топлинна енергия, като разпределението по месеци спрямо календарната 2021 г. е както следва:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | календарна 2021 | 2022/2023 |
|  | Технологични разходи | Технологични разходи |
| - | MWh | MWh |
| Януари | xx xxx | xx xxx |
| Февруари | xx xxx | xx xxx |
| Март | xx xxx | xx xxx |
| Април | xx xxx | x xxx |
| Май | x xxx | x xxx |
| Юни | x xxx | x xxx |
| Юли | x xxx | x xxx |
| Август | x xxx | x xxx |
| Септември | x xxx | x xxx |
| Октомври | xx xxx | x xxx |
| Ноември | xx xxx | xx xxx |
| Декември | xx xxx | xx xxx |
| **Общо** | **143 378** | **112 500** |

В предходни ценови заявления ЕВН ТР е заявявало количества за технологични разходи за преноса, които в общия случай са били одобрявани от Комисията в размери, близки до заявяваните от дружеството. Утвърдените технологични разходи от xx%, обаче, не позволяват на дружеството да кумулира парични средства за изпълнение на необходимите инвестиции за рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив през следващите ценови периоди.

Аргументите, поради които искаме увеличаването на относителния дял на признатите ни разходи от **xx%** на **xx%**, или **xxx xxx MWh,** са следните:

* Спецификата на топлопреносната мрежа на гр. Пловдив – дълга топлопреносна мрежа със сравнително ниска плътност – води до голяма продължителност на топлинната вълна и от необходимост денонощно да се работи при високи температури, за да осигурим качество на топлоснабдяване и на най – отдалечените потребители. Независимо кой от топлоизточниците е в работа, обективно технологичните разходи на топлина при преноса са над xx%.

Видно от извършения сравнителен анализ с предложените технологични разходи по елементи за ценовата година, независимо от прогресивно влошаващото се състояние на топлопреносната мрежа, значително намалената плътност на потребление и значителното увеличение дължина на мрежата, исканото увеличаване на относителния дял на признатите разходи на xx% е в съответствие с Методиката за определяне на допустимия размер на технологичните разходи.

* Независимо от това, че ЕВН ТР инвестира в обновяване на топлопреносната мрежа и съоръженията към нея, не е възможно едновременно да се рехабилитират големи участъци, за да не блокираме градската среда и обичайните дейности и маршрути за движение на гражданите;
* заявеното от ЕВН ТР за новия ценови период количество на технологичните разходи при преноса като относителен дял от xx% е по - малко от отчетените количества през разглеждания период от 8 последователни ценови години и съизмерим с абсолютния им размер на разходи от преди 17 г.;
* признатите разходи от xx% за ценови период не са достатъчни за кумулирането на средства за осъществяването на амбициозните цели на дружеството за стартирането на поетапната рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив в рамките на инвестиционно – ремонтната програма;
* част от амбициозния план на ЕВН ТР е да привлече средства по проекти, финансирани със средства от европейски програми и фондове, а за това са му необходими допълнителни разполагаеми парични средства. Задължително изискване за такива проекти е самоучастието на бенефициента чрез собствено финансиране за извършване на проектното предложение;
* рехабилитацията на топлопреносната мрежа ще позволи на ЕВН ТР да проучи и да внедри за изпълнение иновационни технически решения за контрол и проследяване на технологичните разходи на топлинна енергия;
* рехабилитацията на топлопреносната мрежа води до ползи за потребителите чрез повишаването на качеството на предоставяните услуги – до намаляване на аварийните изключвания и до подобряването на преносните й способности.

**Въпреки, че дружеството всяка година обявява със Справка „Тип-пренос“ на ценовото заявление за новия ценови период отчетни стойности на Технологични разходи на топлинна енергия по преноса на нива от xx%, което е видно и от горните графики, в общия случай Комисията одобрява технологични разходи в размер на xx%. При досегашните опити на Дружеството да заяви стойности близки до реалните, като съобрази относителния дял на технологичните разходи с моментното състояние на мрежата, Комисията е извършвала корекции, като от една страна е намаляла необосновано размера на технологичните разходи, а от друга страна изключително некоректно математически е прехвърляла разликата в размера на продажбите на Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода. Изкуственото и необосновано увеличение на продадените количества топлинна енергия води до намаление на цената на топлинната енергия, което само за предходното ценово решение Ц-26 от 01.07.2021 г е ощетило дружеството с над x xxx хил. лв.**

**С непризнаването на пълния размер на Технологични разходи на топлинна енергия по преноса и намалянето на одобрените цени на топлинната енергия чрез увеличаване на количествата Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода дружеството е възпрепятствано да кумулира средства за осъществяването на заложените цели за рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив, което от своя страна ще доведе до дългосрочен и влошаващ се тренд на увеличение на технологичните разходи и влошаване на предлаганата услуга**

## Прогнозно количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2020 г.

В следващата таблица е показано очакваното електропроизводство и разпределението на електрическата енергия за собствени нужди на централите за производство на топлинна и електрическа енергия за ценовия период в сравнение с 2021г.:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **ПОКАЗАТЕЛ** |  | **МЯРКА** | **2021г.** | **07.2022-06.2023г.** |
| Производство на електрическа енергия | Е бр | MWh | xxx xxx | xxx xxx |
| Електрическа енергия за собствени нужди на централата, за производство на: | Е сн | MWh | x xxx | x xxx |
| електрическа енергия | Е сн (ел) | MWh | x xxx | x xxx |
| топлинна енергия | Е сн(т) | MWh | x xxx | x xxx |
| Електрическа енергия за собствени нужди | Е сн | % | x.xx% | x.xx% |

Потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на x xxx MWh, което е със xxx MWh повече от отчетеното през 2021 г. Завишението се основава на по-продължителното използване на инсталатацията, през което време необходимата електрическта енергия няма да се закупува, а ще е собствено произвоство.

Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е увеличена с xx MWh, дължащо се предвиждането да се използват новите водогрейни котли.

За инсталация Когенерация, за ценовия период се предвижда един по-продължителен престой за ремонт за 25 календарни дни през месец Август 2022 г.

## Регулаторна база на активите (РБА)

Стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ и включва следните елементи

РБА=А–Ф–АМ +ОК+И,

където:

РБА е регулаторна база на активите;

А – призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойност на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т. ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизация, определена за регулаторни цели за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК – необходим оборотен капитал;

И – прогнозен размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период, в случаите на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2.

Като следствие от гореизложеното балансовата стойност на активите следва да се изчисли, като резултат от А – призната стойност на активите и АМ – амортизация,

В допълнение, съгласно глава 2, раздел II, чл. 26 от „Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала” призната стойност на активите (А), е признатата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейностите. За регулаторния период, признатата стойност на активите не включва преоценка на дълготрайни (нетекущи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност.

### **Призната стойност на активите**

За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ

Активите в ценово заявление за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 са базирани на одобрените с Ценово решение Ц-26/01.07.2021, като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  | **Баланс без ефекти от обезценки** |  | **Регулирана дейност Включена в ценово заявление** |  | **Нерегулирана дейност и некапитализирани** |
| **Отчетна или намерена стойност** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Баланс към 1 Януари 2020 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |
| Придобити | | | | |  |  | **xx xxx** |  |  |  |  |
| Отписани | | | | |  |  | **(x xxx)** |  |  |  |  |
| Провизия |  |  |  |  |  |  | **xxx** |  |  |  |  |
| Трансфери | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Рекласификация | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Баланс към 31 декември 2020 (Решение Ц-26/01.07.2021 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Баланс към 1 Януари 2021 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |
| Придобити | | | | |  |  | **xx xxx** |  |  |  |  |
| Отписани | | | | |  |  | **(xxx)** |  |  |  |  |
| Провизия |  |  |  |  |  |  | **xxx** |  |  |  |  |
| Трансфери | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Рекласификация | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Баланс към 31 декември 2021 (Текущо ценово заявление) | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| **Амортизации и загуби от обезценка** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Баланс към 1 Януари 2020 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **x xxx** |
| Амортизация за годината | | | | |  |  | **x xxx** |  |  |  |  |
| Загуби от обезценка | | | | |  |  | **(xx)** |  |  |  |  |
| Отписани | | | | |  |  | **(xxx)** |  |  |  |  |
| Рекласификация | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Баланс към 31 декември 2020 (Решение Ц-26/01.07.2021 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **x xxx** |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Баланс към 1 Януари 2021 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **x xxx** |
| Амортизация за годината | | | | |  |  | **xx xxx** |  |  |  |  |
| Загуби от обезценка | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Отписани | | | | |  |  | **(xxx)** |  |  |  |  |
| Рекласификация | | | | |  |  | **-** |  |  |  |  |
| Баланс към 31 декември 2021 (Текущо ценово заявление) | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **x xxx** |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| **Балансова стойност** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Към 1 Януари 2020 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **x xxx** |
| Към 31 декември 2020 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |
|  | | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Към 1 Януари 2021 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |
| Към 31 декември 2021 | | | | |  |  | **xxx xxx** |  | **xxx xxx** |  | **xx xxx** |

Основни позиции са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ Север, ОЦ Юг) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ Север са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се представя в таблица 4 „РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА И ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ” от Справка 2 – „РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ДРУЖЕСТВО”, като стойността им се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с коефициента „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата”. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за ел. и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

Активите на производствена централа ОЦ Юг служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към регулаторната база на активи свързани с преноса на топлинна енергия.

Други активи свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2021 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2021г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са xxx xxxч., а тези свързани с пренос xx xxxч. На тази база xx% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а xx% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената стойност за производството след това се разпределя между производство на топлинна енергия и производство на електрическа енергия с коефициент „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата”. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за ел. и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

### **Оборотен капитал**

Дружеството е калкулирало ценовия параметър „Необходим оборотен капитал“ (НОК) в съответствие с разпоредбата на чл. 9, ал. 10 от НРЦТЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. При калкулиране на оборотния капитал са включени и разходите представляващи корекции на установени разлики от предходния ценови период съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, тъй като те представляват оборотни средства, които не са били предвидени в ценово решение Ц-26/01.07.2021г. и съответно дружеството не е получило възвръщаемост върху тях.

В резултат на прилагане на описания подход необходимият оборотен капитал възлиза на **xx xxx хил. лв.**

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между регулаторната база на активи за производство и регулаторната база на активи за пренос на топлинна енергия на база коефициент получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2021 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2021г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са xxx xxxч., а тези свързани с пренос xx xxxч. На тази база xx% от оборотния капитал се разпределя за производство на енергия, а xx% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база коефициент „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата”. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за ел. и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

### **Финансирания**

В калкулацията са включени финансиране за ново присъединяване на стойност xxx хил. ле. И финансиране от Община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на xxx хил. лв. Общата стойност на финансиранията включени в Справка x „РБА“ **xxx хил. лв**.

### **Калкулация на РБА**

Вземайки в предвид формулата за калкулиране на РБА е направена следната калкулация следната калкулация:

РБА=А–Ф–АМ +ОК+И

РБА = xxx xxx – xxx – xxx xxx + xx xxx + x = **xxx xxx хил. лв.**

## Възвръщаемост на РБА

Възвръщаемостта на регулаторната база на активите следва концепцията за средната претеглена цена на капитала (WACC)

Стандартната методология за изчисляване на WACC отчита наличието на различни източници на финансиране на компаниите. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура. По този начин WACC представя средната лихва, която дадена компания трябва да плати за своето финансиране.

Съгласно чл.10 ал.2 от НРЦТЕ, нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, означена с буквите „НВ“ се определя по следната формула:



Където:

ДСК – дял на собствения капитал в общия капитал;

НВСК – норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС – корпоративен данък по Закона за корпоративното подоходно облагане;

ДПК – дял на привлечения капитал в общия капитал;

НВПК – норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма.

1. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

За изчисляване на цената на собствения капитал за следващия ценови период предлагаме международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model -CAPM).“, който е в съответствие с подхода на КЕВР в ценово решение Ц-26 от 01.07.2021

За определяне на стойностите предлагаме, като източници Българска народна банка и А. Дамодаран.

Стойностите на съответните параметри са, както следва:

**Безрискова премия**

За определянето на безрисковата премия е приет дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция за среднопретеглен за последния 12-месечен период, обявен на сайта на БНБ .

Получената стойност е в размер на x,xx%

Източник: https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StInterestRate/StIRInterestRate/index.htm

**β коефициент на активите**

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на производството и преноса на топлинна енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

Използвани са данни от актуалната публикация на Aswath Damodaran (източник: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/), според която безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е x,xx

Безлостовият отраслов β коефициент, при целева структура на капитала за регулаторни цели капиталова структура (50/50) и размера на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 0.696.

Източник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\_Home\_Page/datacurrent.html

**Пазарна рискова премия**

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от x,xx% за развитите пазари и странови риск за България x,xx%



Сборът от стойностите на системния риск и специфичния държавен риск за България

представлява пазарната рискова премия от x.xx%.

Източник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\_Home\_Page/datafile/ctryprem.html

**Калкулация**

Съгласно формулата определена от модела CAPM

НВск = Безрискова премия + бета коефициент на активите \* Пазарна рискова премия

Резултатът при прилагането на определените по-горе параметри е норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на x.xx%

НВск = x.xx% + x.xx \* x.xx% = x.xx%

1. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на x.xx%

1. Дял на собствения капитал - ДСК = xx.xx%
2. Дял на привлечения капитал - ДПК = xx.xx%
3. Данъчна ставка – ДС = xx%
4. Калкулация

НВ = xx.xx%\*x.xx%/(x-xx%) + xx.xx%\*x.xx% = x.xx%

## Условно-постоянни разходи

Съгласно глава втора, раздел I, т.17 от Указания-НВ „Условно–постоянните разходи (УПР) се прогнозират за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи пряко свързани с дейностите“

### **Разходи за амортизации**

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ. Симулацията на активите в позиции Сгради, Транспортни средства, Стопански инвентар и Други дълготрайни материални активи е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2021 изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ като разлика от призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им и натрупаната амортизация, за целта на изчисляването в съответствие с чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и глава втора, раздел ІІ от Указания-НВ не са взети на предвид счетоводните ефекти от осчетоводените загуби от обезценки през 2016 и 2017 година, както и приходите от последващи оценки на нетекущи материални активи осчетоводени през 2019 година .

Разходите за амортизация на активите от позиция Машини, съоръжения и оборудване са калкулирани съгласно предприетия от КЕВР в т.1.1 от Общия подход на решение Ц-26/01.07.2021 метод, а именно като са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизацията се разпределят, спрямо съответните активи от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

Амортизацията на активите от производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ Север са разпределя съответно според тяхното предназначение, и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия, или служат за комбинирано производството и на двата продукта.

Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ Юг се отнасят директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия.

Амортизацията на активите свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2021 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2021г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са xxx xxx`., а тези свързани с пренос xx xxxч. На тази база xx% от стойността на ак-тивите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а xx% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата xxxx г. | Прогноза в цени XIII-ти РП xx.xx.xxxx г. | Разлика XIII РП – xxxx г. |
|
| Разходи за амортизации | хил. лв | x xxx | xx xxx | x xxx |

### **Разходи за ремонт**

Разходите за ремонти са планирани спрямо нужди от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за правилното им и безопасно функциониране. Разходи за ремонти са планирани по обекти.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2021 г. | Прогноза в цени XIII-ти РП 01.07.2022 г. | Разлика XIII РП – 2021 г. |
|
| Разходи за ремонт | хил. лв. | xxx | x xxx | xxx |

Основните обекти в ремонтната програма са:

Инспекция на Газова турбина GT-SGT700 на стойност xxx хил. лева

Ремонт на помпи NDC и NDG на стойност xx хил. лева

Поддръжка компресори xx хил. лева

Ремонт на водогрейни котли xxx хил. лева

Ремонт на топлопреносната мрежа xxx хил. лева

Ремонт на абонатни станции на стойност xx хил. лева

Ремонт хидроизолация лаборатории ХВО xx хил. лева

### **Разходи свързани с персонала**

Планира се увеличение на разходи за регулирана дейност свързани с персонала през 2022-23 г., до 4 895 хил. лв. основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения. В планираните разходи не са включени разходи непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от Наредба № 5 за регулиране на цените на топлинната енергия.

Основните пера в разходите за персонал са както следва:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2021 г. | Прогноза в цени XIII-ти РП 01.07.2022 г. | Разлика XII РП – 2022 г. |
|
| Разходи за заплати и възнаграждения | хил. лв | x xxx | x xxx | xxx |
| Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство | хил. лв | xxx | xxx | xxx |

### **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**

Разходите пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ нарастват x,x % до x xxx хил. лв., като основните групи от разходи включени в този компонент са изброени в таблицата (Приложение 1). Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2021 година индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от x,x% за периода март 2021 - февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 - февруари 2021 г. Източник: [Средногодишни ИПЦ, предходните 12 месеца = 100 | Национален статистически институт (nsi.bg)](https://www.nsi.bg/bg/content/2516/%D1%81%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%88%D0%BD%D0%B8-%D0%B8%D0%BF%D1%86-%D0%BF%D1%80%D0%B5%D0%B4%D1%85%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%B5-12-%D0%BC%D0%B5%D1%81%D0%B5%D1%86%D0%B0-100)

Разходите по точка 5.4. Материали за текущо поддържане са увеличени до 324 хил. лв. като е взето на предвид текущото и очакваното увеличение на цената на металите установено на база постъпили в дружеството оферти от контрагенти, както и на база проучвания, извършени от вътрешнофирмени експерти от отдел Снабдяване

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2021 г. | Прогноза в цени XIII-ти РП 01.07.2022 г. | Разлика XIII РП – 2021 г. |
|
| **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** | хил. лв | x xxx | x xxx | xxx |

**Вътрешно-групови разходи свързани с дейността:**

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи ЕВН България Топлофикация ЕАД (Дружеството) е планирало за текущата 2021 година да използва проектно-консултантски услуги, административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват от една страна (i) проектно- ориентирани услуги, и от друга страна текущи (ii) административни и (iii) технически услуги и (iv) услуги по договор за командироване на персонал подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на

Запазена е структурата на разходите от последното ценово заявление. При необходимост от допълнителна обосновката, Дружеството е готово да я предостави.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2021 г. | Прогноза в цени XIII-ти РП 01.07.2022 г. | Разлика XIII РП – 2021 г. |
|
| Вътрешногрупови услуги | хил. лв | x xxx | x xxx | xxx |

### **Приходи от присъединяване и услуги**

Съгласно забележка 3 от раздел III от Указания-НВ „Приходите от присъединяване, услуги и невърнат топлоносител се изваждат от необходимите годишни приходи на съответното предприятие при определяне на цената на топлинната енергия.“

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в ЕВН България Топлофикация ЕАД, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти в ЕВН България Топлофикация ЕАД и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите в ЕВН България Топлофикация ЕАД. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна x,x% за периода март 2021 - февруари 2022 г. спрямо периода x,x% за периода март 2020 - февруари 2021 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Приходи от услуги в хил. лв.** | **Отчет** | **План** |
| Дялово разпределение | xx | xx |
| Ново присъединяване | x | x |
| Други услуги | xx | xx |
| **Общо** | **xxx** | **xxx** |

### **Калкулация на Условно-постоянни разходи**

Условно–постоянните разходи представляват сума от разходите на следните пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи пряко свързани с дейностите. От тях съгласно забележка 3 от раздел III от Указания-НВ се приспадат приходи от присъединяване и услуги.

УПР=разходи за заплати+ разходи свързани с осигурителното законодателство+ разходи за амортизации+ разходи за ремонти+ разходи пряко свързани с дейностите- приходи от присъединяване и услуги

УПР = x xxx + xxx + xx xxx + x xxx + x xxx – xxx = xx xxx хил. лв.

## Променливи разходи

Променливи разходи се увеличават с xxx.x % до xxx xxx хил.лева, дадени подробно в таблиците по-долу:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2021 г. | Прогноза в цени XII-ти РП 01.07.2022 г. | Разлика XIII РП – 2021 г. |
|
| ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ | хил. лв. | xx xxx | xxx xxx | xxx xxx |

### **Разходи за материали**

Наблюдава се увеличение на разходите за материали спрямо базисната 2021 г., в които основна тежест има разходът за природен газ.

Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ е базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от ЕЕХ към ден на търговия 22.03.2022 [Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com)](https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/egsi) предвид методиката за ценообразуване на Булгаргаз, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Използвани са месечни котировки.

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение.

Консуматор на електрическа енергия високо напрежение е инсталация Когенерация. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са водогрейните котли на площадки ТЕЦ Север и ОЦ Юг. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | 7.2022 | 8.2022 | 9.2022 | 10.2022 | 11.2022 | 12.2022 |
| ВН | Количество, kWh | x | xxx xxx | x | x | xx xxx | xx xxx |
| Разход, лв. | x | xx xxx | x | x | xx xxx | x xxx |
| СН | Количество, kWh | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |
| Разход, лв. | x xxx | xx xxx | x xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx |
| НН | Количество, kWh | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx |
| Разход, лв. | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx | xxx xxx |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1.2023 | 2.2023 | 3.2023 | 4.2023 | 5.2023 | 6.2023 | Общо |
| xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | x | x | xxx xxx |
| x xxx | x xxx | x xxx | x xxx | x | x | xx xxx |
| xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xx xxx | xx xxx | x xxx xxx |
| xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | x xxx | x xxx | xxx xxx |
| xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | x xxx xxx |
| xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |

Разходите за вода за производството са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за вода са планирани по месеци и по видове консуматори, като в общите разходи са включени, както разходите за вода, така също и разходите за канализация , отвеждане и за пречистване на потребените количества.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Дим. | дименсия | 07.2022 | 08.2022 | 09.2022 | 10.2022 | 11,2022 | 12.2022 | 01.2023 |
|
| ТЕЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **xx xxx** | **xx xxx** | **x xxx** |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |
| ТЕЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** |
| цена вода | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |
| ОЦ производство | **Количество** | **куб.м** |  | **x xxx** |  |  | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** |
| цена пречистване | лв/куб.м |  | x,xx |  |  | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена инд.канал | лв/куб.м |  | x,xx |  |  | x,xx | x,xx | x,xx |
| ОЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** |
| цена вода | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| ТЕЦ инкасатори | **Количество** | **куб.м** | **x** | **x** | **x** | **x** | **x** | **x** | **x** |
| цена вода | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| месец | Дим. | дименсия | 02.2023 | 03.2023 | 04.2023 | 05.2023 | 06.2023 | Общо Количества | Общо разход |
|
| ТЕЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **xx xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **xx xxx** |  |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |  | xx xxx,xx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |  | xx xxx,xx |
| ТЕЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **xx xxx** |  |
| цена вода | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |  | xx xxx,xx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |  | x xxx,xx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx | x,xxx |  | x xxx,xx |
| ОЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **xxx** | **xxx** |  |  | **x xxx** |  |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx |  |  |  | x xxx,xx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx |  |  |  | x xxx,xx |
| ОЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **x xxx** |  |
| цена вода | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x xxx,xx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xxx,xx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x xxx,xx |
| ТЕЦ инкасатори | **Количество** | **куб.м** | **x** | **x** | **x** | **x** | **x** | **xx** |  |
| цена вода | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xx,xx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x,xx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x,xx |

Разходите за консумативи за производството са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходи за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месец | Консуматив | Мерна единица | Количество | Стойност | Ед. Цена |
| **7** | **SODIUM ALKALI** | кг | x xxx | x xxx | x xxx |
| **7** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | т | x xxx | x xxx | x xxx |
| **7** | **Натриева основа** | л | x xxx | x xxx | x xxx |
| **7** | **Солна киселина** | БР | xxx | xxx | xxx |
| **7** | **Таблетирана сол** | т | xxx | xxx | xxx |
| **7** | **Триетаноламин** | БР | xxx | xxx | xxx |
| **7.2022** |  |  | xxx | xxx | xxx |
| **8** | **SLPHER ACID-TECHNICAL** | кг | x xxx | x xxx | x xxx |
| **8** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | x xxx | x xxx | x xxx |
| **8** | **Натриева основа** | л | x xxx | x xxx | x xxx |
| **8** | **Таблетирана сол** | T | xxx | xxx | xxx |
| **8.2022** |  |  | xxx | xxx | xxx |
| **9** | **Amberlite HPR 1100 Na** | л | xxx | xxx | xxx |
| **9** | **Натриева основа** | л | xxx | xxx | xxx |
| **9** | **Таблетирана сол** | T | x xxx | x xxx | x xxx |
| **9.2022** |  |  | x xxx | x xxx | x xxx |
| **10** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | x xxx | x xxx | x xxx |
| **10** | **Амонячна вода** | кг | xxx | xxx | xxx |
|  | **Натриева основа** | л | xxx | xxx | xxx |
| **10** | **Продукт за кондициониране на вода** | T | xxx | xxx | xxx |
| **10** | **Таблетирана сол** | T | xxx | xxx | xxx |
| **10.2022** |  |  | x xxx | x xxx | x xxx |
| **11** | **Натриева основа** | л | x xxx | x xxx | x xxx |
| **11.2022** |  |  | x xxx | x xxx | x xxx |
| **12** | **SLPHER ACID-TECHNICAL** | кг | xxx | xxx | xxx |
| **12** | **SODIUM ALKALI** | кг | xxx | xxx | xxx |
| **12** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | xxx | xxx | xxx |
| **12** | **Натриева основа** | л | xxx | xxx | xxx |
| **12** | **Силикати RT чувствителен тест** | БР | x xxx | x xxx | x xxx |
| **12.2022** |  |  | x xxx | x xxx | x xxx |
| **1** | **SODIUM ALKALI** | кг | x xxx | x xxx | x xxx |
| **1** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | xxx | xxx | xxx |
| **1** | **Амонячна вода** | кг | xxx | xxx | xxx |
| **1** | **Етилендиамин тетраоцетна киселина** | БР | xxx | xxx | xxx |
| **1** | **Натриева основа** | л | xxx | xxx | xxx |
| **01.2023** |  |  | x xxx | x xxx | x xxx |
| **2** | **SLPHER ACID-TECHNICAL** | кг | x xxx | x xxx | x xxx |
| **2** | **SODIUM ALKALI** | кг | x xxx | x xxx | x xxx |
| **2** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | xxx | xxx | xxx |
| **2** | **Амониевожелезен сулфат хексахидрин** | БР | xxx | xxx | xxx |
| **2** | **Диизопропиламин за синтез** | БР | xxx | xxx | xxx |
| **2** | **Натриев молибдат дихидрат** | БР | xxx | xxx | xxx |
| **2** | **Натриева основа** | л | x xxx | x xxx | x xxx |
| **2** | **Оксалова киселина дихидрат** | БР | x xxx | x xxx | x xxx |
| **2** | **Силикати RT чувствителен тест** | БР | x xxx | x xxx | x xxx |
| **2** | **Таблетирана сол** | T | xxx | xxx | xxx |
| **02.2023** |  |  | xxx | xxx | xxx |
| **3** | **SLPHER ACID-TECHNICAL** | кг | xxx | xxx | xxx |
| **3** | **SODIUM ALKALI** | кг | xxx | xxx | xxx |
| **3** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | x xxx | x xxx | x xxx |
| **3** | **Натриева основа** | л | x xxx | x xxx | x xxx |
| **3** | **Транспортни разходи** | БР | x xxx | x xxx | x xxx |
| **03.2023** |  |  | xxx | xxx | xxx |
| **4** | **Натриева основа** | л | xxx | xxx | xxx |
| **04.2023** |  |  | xxx | xxx | xxx |
| **5** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | xxx | xxx | xxx |
| **5** | **Таблетирана сол** | T | x xxx | x xxx | x xxx |
| **05.2023** |  |  | x xxx | x xxx | x xxx |
| **6** | **SODIUM CHLORIDE-BRINE-SOLUTION** | T | x xxx | x xxx | x xxx |
| **6** | **Амонячна вода** | кг | xxx | xxx | xxx |
| **6** | **Натриева основа** | л | xxx | xxx | xxx |
| **06.2023** |  |  | xxx | xxx | xxx |
| **Общо** |  |  | xxx | xxx | xxx |

Разхода за акциз на природния газ възлиза на x xxx хил. лв. :

Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи.

### **Разходи за въглеродни емисии**

Всички горивни инсталации, които се експлоатират на площадките на двете отоплителни централи собственост на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД са включени в **Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ)**, съгласно Директива 2003/87/ЕО за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността.

От 01.01.2021 г. влезе в сила следващата **IV-та фаза на Схемата за търговия с емисии на парникови газове** на Европейският съюз (СТЕ на ЕС), която обхваща периода 2021 – 2030 г. включително, като този период е разделен на два етапа: 2021 – 2025 г. и 2026 – 2030 г. През тази фаза остава възможността за безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове на операторите на инсталации за производство само на топлинна енергия, но количеството квоти е значително занижено в сравнение с предходните три фази на СТЕ. Също така се променят и правилата за разпределение, като то се обвързва с промените в реалната работа на инсталациите и при промяна в равнището на активност с повече от 10% на годишна база, се преизчислява количеството на предварително разпределените безплатни квоти.

Съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизираното безплатно разпределяне на квоти за емисии в съответствие с чл. 10 а от Директива 2003/87/ЕС, за периода 2021-2025 г. общо за двете централи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, са **предварително** разпределени безплатни квоти в следният размер:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Период** | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | **ОБЩО** |
| **Безплатни квоти** | x xxx | x xxx | x xxx | x xxx | x xxx | x xxx |

Като производител на електроенергия, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД има право да се възползва от изключенията представени в чл. 10в от Директива 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14 март 2018 г. за изменение на Директива 2003/87/ЕО за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността. В съответствие с това Дружеството е представило пред Министерството на Енергетиката (МЕ) свои проекти за участие в **Националната рамка за инвестиции за периода 2021-2030 г.** (НРИ 2021 – 2030 г.). Към настоящият момент обаче, МЕ все още не е получило одобрение от страна на Европейската Комисия (ЕК) на НРИ 2021 – 2030 г. По тази причина все още **липсва яснота кои проекти ще бъдат одобрени, на каква стойност, за кой период и съответно какво количество квоти би получило Дружеството,** в замяна на извършени инвестиции за засилване на разходоефективните намаления на емисии в сектора на електропроизводството.

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид (ЕУА), се определят като от реално емитираните парникови газове (СО2) при производството се приспаднат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от ЕЕХ към ден на търговия 22.03.2022 Futures Market (eex.com). Използвани са месечни котировки.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | мярка | Пощадка Север | Площадка Юг | Общо за ТР |
| емитирани за 2-во пол. 2022 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | -x xxx | -x xxx | -x xxx |
| за закупуване 2-во пол. 2022 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| емитирани за 1-во пол. 2023 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | -xxxx,x | -x xxx | -x xxx |
| за закупуване 1-во пол. 2023 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| за закупуване 01.07.2022-30.06.2023 |  |  |  | xxx xxx |
| Цена | лв./t |  |  | xxx,xx |
| **Разход** | **хил.лв.** |  |  | **xx xxx** |

На база резултатите от направените изчисления за равнището на активност, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД изготви *Доклади за разпределянето на квоти на нови участници, промяна в равнището на разпределяне и случаите на спиране на експлоатацията на инсталации за Фаза 4 на СТЕ на ЕС* за инсталациите „ТЕЦ Пловдив-Север“ и ОЦ „Пловдив-Юг“. Докладите са верифицирани от независим верификатор и са внесени в МОСВ, в съответствие с изискванията на Закона за ограничаване на изменението на климата. За 2021 г. е отчетена промяна над 10% в равнището на активност на инсталациите, разположени на площадката на ОЦ „Пловдив-Юг“, което се отразява в промяна на предварително разпределените безплатни квоти за тези инсталации, считано от 2022 г.

### **Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ**

Разходите предизвикани за балансиране по правила за търговия с ЕЕ се оценяват на 267 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 3.3% от планираните продажби на електроенергия остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2021 г.;

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2019 г. | Прогноза в цени X-ти РП 01.07.2020 г. | Разлика XIII РП – 2021 г. |
| Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ | хил. лв. | xxx | xxx | -xx |

### **Корекции съгласно чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ**

В съответствие с чл. 8, ал. 10 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. и след установена разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ и разходите за квоти за въглеродни емисии, Дружеството е калкулирало корекция на необходимите приходи съгласно формулата

Нt = Qg \* (Цпг – ЦI)t + Qe\*(Цпе – ЦII)t ± Pt-1, където:

Ht е размер на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Qg – отчетено количество природен газ за ценовия период, MWh;

Цпг – индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на ал. 8, т. 2, лв./MWh;

ЦI – отчетена индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./ MWh;

Qe – отчетено количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Цпе – прогнозна цена на въглеродните емисии, лв./тон;

ЦII – отчетена средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

Р – разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, лв.;

t – ценовият период.

1. Корекция на разходи за природен газ за периода 01.07.2021-30.06.2022

Qg – xxx xxx MWh – отчетеното количество природен газ е формирано на база отчет за периода 01.07.2021 – 28.02.2022 и прогноза за периода 01.03.2022-30.06.2022

Цпг – xx.xx лв./MWh - индивидуална прогнозна цена на природния газ за ценовия период e изчислена по реда на ал. 8, т. 2, като към изчислената годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия

ЦI – xxx.xx лв./MWh – изчислена е въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, като са спазени изискванията на чл. 8, ал. 11 от НРЦТЕ в случай, че постигнатата помесечна цена на природния газ е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природния газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена (ЦпI), изчислена по формула:

ЦпI = 0,5\*(Цбг + Цп).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | xx,xx | | | xx,xx | | |  |
| **2021/2022** | | | | | |  |
|  | | *месец* | | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 |  |
| *Количество, Qg* | | MWh | | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |  |
| *Цена на пр. газ , Цпг* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
| *Цена на пр. газ , Ц търговец* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
| *надвзет/недовзет приход от природен газ* | | хил. лв. | | -xxx,xx | -xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx |  |
| **Цена на пр. газ , Цбг** | | **лв./MWh** | | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xxx,xx** |  |
|  | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Цена на пр. газ , Цпl | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | xx,xx | | | xx,xx | | | xx,xx |
| **2021/2022** | | | | | |  |
|  | | *месец* | | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | **Общо:** |
| *Количество, Qg* | | MWh | | xxx xxx | xx xxx | xxx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | **xxx xxx** |
| *Цена на пр. газ , Цпг* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |
| *Цена на пр. газ , Ц търговец* | | лв./MWh | | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | **xxx,xx** |
| *надвзет/недовзет приход от природен газ* | | хил. лв. | | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -x xxx,xx | **-xx xxx** |
| **Цена на пр. газ , Цбг** | | **лв./MWh** | | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** |
|  | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Цена на пр. газ , Цпl | | лв./MWh | | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | **xxx,xx** |

Корекцията на разходи за природен газ за периода 01.07.2021-30.06.2022 е коригирана с получените за месеците декември 2021 и януари 2022 компенсации съгласно решение на Министерски съвет № 93 от 25.02.2022 За изменение на Програма за компенсиране на битови клиенти на природен газ и топлофикационни дружества, използващи като основно гориво природен газ, с подпомагане с фиксирана сума на един MWh. Получените компенсации са в размер на x xxx хил. лв.

По отношение на предвидените в решение № 93 от 25.02.2022 компенсации за месеците февруари 2022 и март 2022, Дружеството счита, че няма достатъчно основания за признаването им до момента, като по тази причина, те не са включени в корекцията до фактическото им получаване

На база предоставените по-горе данни следва да се начисли корекция по природен газа за периода 01.07.2021-30.06.2022 в размер на xx xxx - x xxx = xx xxx хил. лв.

1. Корекция на разходи за квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2021-30.06.2022

Qe – xxx xxx,xx t

Отчетеното количество отделени емисии (Qe) в размер на 161 811 t са изчислени по методиката за изчисляване на годишни емисии, съгласно формуляра за докладване по чл. 6, ал. 1 от *Наредба за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на авиационните оператори и за изготвяне и проверка на заявления на нови участници* (ДВ, бр. 75 от 2014 г.), като са приложени актуалните стойности за 2021 г. на: емисионен фактор (EF), долна топлина на изгаряне (NCV) и коефициент на окисление, публикуваните на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда ( <http://eea.government.bg/bg/r-r/r-te/vazhno10/view> ). Тези параметри, за периода обхващащ 2022 година подлежат на корекция след изтичането му.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | мярка | Площадка Север | Площадка Юг | Общо за ТР |
| Емитирани за 2-во пол. 2021 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| Емитирани за 1-во пол. 2022 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| Емитирани за периода 01.07.2021-30.06.2022 | t | xxx xxx | xx xxx | xxx xxx |

От 01.01.2021 г. влезе в сила следващата **IV-та фаза на Схемата за търговия с емисии на парникови газове** на Европейският съюз (СТЕ на ЕС), която обхваща периода 2021 – 2030 г. включително, като този период е разделен на два етапа: 2021 – 2025 г. и 2026 – 2030 г. През тази фаза остава възможността за безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове на операторите на инсталации за производство само на топлинна енергия, но количеството квоти е значително занижено в сравнение с предходните три фази на СТЕ. Също така се променят и правилата за разпределение, като то се обвързва с промените в реалната работа на инсталациите и при промяна в равнището на активност с повече от 10% на годишна база, се преизчислява количеството на предварително разпределените безплатни квоти.

Съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизираното безплатно разпределяне на квоти за емисии в съответствие с чл. 10 а от Директива 2003/87/ЕС, за периода 2021-2025 г. общо за двете централи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, са **предварително** разпределени безплатни квоти в следният размер:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Период** | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | **ОБЩО** |
| **Безплатни квоти** | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | **xx xxx** |

От емитираното за периода 01.07.2021-30.06.2022 количество са приспаднати 50% от полагаемите и получените съгласно предварителното разпределение безплатни квоти за 2021 г. (x xxxt=xx xxxt\*xx%) съответстващи на 2-во полугодие на 2021 и xx% от очакваните за получаване съгласно предварителното разпределение безплатни квоти през 2022 г. (x xxxt=xx xxxt\*xx%) съответстващи на 1-во полугодие на 2022

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | мярка | Пощадка Север | Площадка Юг | Общо за ТР |
| емитирани за 2-во пол. 2021 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | -x xxx | -xxx | -x xxx |
| за закупуване 2-во пол. 2021 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| емитирани за 1-во пол. 2022 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | -x xxx | -x xxx | -x xxx |
| за закупуване 1-во пол. 2022 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| за закупуване за периода 01.07.2021-30.06.2022 | t | xxx xxx | xx xxx | xxx xxx |

Данните за вложените горива са на база **отчет** за периода 01.07.2021 – 28.02.2022 и **прогноза** за периода 01.03.2022-30.06.2022 г.

Прогнозната цена на въглеродните емисии (**Цпе**) е xx,xx евро/t (xx,xx лв./t), и е определена съгласно т.13 от Общия подход на Решение Ц-26 от 01.07.2021

Отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период (**ЦII**) е xx,xx евро/t (xxx,xx лв./t). Цената за е калкулирана на база информация от интернет страницата на Европейската енергийна борса (източник: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market> ), като средна стойност на тръжните цени за периодa 01.07.2021 – 17.03.2022

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Количество, Qе | t | xxx xxx |
| Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе | евро/t | xx,xx |
| Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll | евро/t | xx,xx |
| надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии | хил. лв. | -x xxx |

1. Калкулация на Pt-1 - разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, където t-1 е ценови период 01.07.2020-30.06.2021

* Калкулация на корекцията по природен газ за период 01.07.2020 – 30.06.2021

Qg (2020/21) – xxx xxx MWh – отчетеното количество природен газ е формирано на база отчет за периода 01.07.2020 – 28.02.2021

Цпг(2020/21) – xx.xx лв./MWh - индивидуална прогнозна цена на природния газ за ценовия период e изчислена по реда на ал. 8, т. 2, като към изчислената годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия

ЦI(2020/21) – xx.xx лв./MWh – изчислена е въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, като са спазени изискванията на чл. 8, ал. 11 от НРЦТЕ в случай, че постигнатата помесечна цена на природния газ е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природния газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена (ЦпI), изчислена по формула:

ЦпI = 0,5\*(Цбг + Цп).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | xx,xx | | | xx,xx | | |  |
| **2020/2021** | | | | | |  |
|  | | *месец* | | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 |  |
| *Количество, Qg* | | MWh | | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |  |
| *Цена на пр. газ , Цпг* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
| *Цена на пр. газ , Ц търговец* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
| *надвзет/недовзет приход от природен газ* | | хил. лв. | | xx,xx | xxx,xx | xx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx |  |
| **Цена на пр. газ , Цбг** | | **лв./MWh** | | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** |  |
|  | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Цена на пр. газ , Цпl | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | 34,10 | | | 34,80 | | | 30,50 |
| **2020/2021** | | | | | |  |
|  | | *месец* | | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | **Общо:** |
| *Количество, Qg* | | MWh | | xxx xxx | xx xxx | xxx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | **xxx xxx** |
| *Цена на пр. газ , Цпг* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |
| *Цена на пр. газ , Ц търговец* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |
| *надвзет/недовзет приход от природен газ* | | хил. лв. | | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xx,xx | -xx,xx | -xxx,xx | **x xxx** |
| **Цена на пр. газ , Цбг** | | **лв./MWh** | | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** |
|  | | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Цена на пр. газ , Цпl | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |

С решение Ц-26 от 01.07.2021 за периода 01.07.2020-30.06.2021 е калкулирана корекция по природен газ в размер на x xxx хил. лв.

А именно:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | xx,xx | | | xx,xx | | |  |
| **2020/2021** | | | | | |  |
|  | | *месец* | | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 |  |
| *Количество, Qg* | | MWh | | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |  |
| *Цена на пр. газ , Цпг* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
| *Цена на пр. газ , Ц търговец* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
| *надвзет/недовзет приход от природен газ* | | хил. лв. | | xx,xx | xxx,xx | xx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx |  |
| **Цена на пр. газ , Цбг** | | **лв./MWh** | | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** |  |
|  | | | | -0,12 | -x,xx | -x,xx | -x,xx | -x,xx | -x,xx |  |
| Цена на пр. газ , Цпl | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | 34,10 | | | 34,80 | | | 30,50 |
| **2020/2021** | | | | | |  |
|  | | *месец* | | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | **Общо:** |
| *Количество, Qg* | | MWh | | xxx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | **xxx xxx** |
| *Цена на пр. газ , Цпг* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |
| *Цена на пр. газ , Ц търговец* | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |
| *надвзет/недовзет приход от природен газ* | | хил. лв. | | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xx,xx | -xx,xx | -xxx,xx | **x xxx** |
| **Цена на пр. газ , Цбг** | | **лв./MWh** | | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** |
|  | | | | -0,60 | -x,xx | -x,xx | x,xx | -x,xx | -xx,xx |  |
| Цена на пр. газ , Цпl | | лв./MWh | | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xx,xx** |

В резултат разходите за основно гориво- природен газ в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1 следва допълнително да се коригират с x xxx - x xxx = xx хил. лв.

* Калкулация на корекцията по въглеродни емисии за период 01.07.2020 – 30.06.2021

Qe(2020/21) – xxx xxx t

Отчетеното количество отделени емисии (Qe) в размер на xxx xxx t са изчислени по методиката за изчисляване на годишни емисии, съгласно формуляра за докладване по чл. 6, ал. 1 от *Наредба за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на авиационните оператори и за изготвяне и проверка на заявления на нови участници* (ДВ, бр. 75 от 2014 г.),

От емитираното за периода 01.07.2020-30.06.2021 количество са приспаднати 50% от полагаемите и получените съгласно предварителното разпределение безплатни квоти за 2021 г. (x xxxt=xx xxxt\*xx%) съответстващи на 1-во полугодие на 2021

Прогнозната цена на въглеродните емисии (**Цпе**) е xx,xx евро/t (xx,xx лв./t), и е определена съгласно т.13 от Общия подход на Решение Ц-28 от 01.07.2020

Отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период (**ЦII**) е xx,xx евро/t (xx,xx лв./t). Цената за е калкулирана на база информация от интернет страницата на Европейската енергийна борса (източник: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market> ), като средна стойност на тръжните цени за периодa 01.07.2020 – 30.06.2021

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Количество, Qе | t | xxx xxx |
| Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе | евро/t | xx,x |
| Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll | евро/t | xx,xx |
| надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии | хил. лв. | -x xxx |

С решение Ц-26 от 01.07.2021 за периода 01.07.2020-30.06.2021 е калкулирана корекция по въглеродни емисии в размер на -2 472 хил. лв.

А именно:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Количество, Qе | t | xxx xxx |
| Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе | евро/t | xx,xx |
| Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll | евро/t | xx,xx |
| надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии | хил. лв. | -x xxx |

В резултат разходите за въглеродни емисии в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1 следва допълнително да се коригират с -x xxx – x xxx = -xxx хил. лв.

От направените по-горе изчисления следва, че

Pt-1 = xx - xxx = -xxx хил. лв.

* Калкулация на Нt

Дружеството е калкулирало корекция на необходимите приходи съгласно формулата

Нt = Qg \* (Цпг – ЦI)t + Qe\*(Цпе – ЦII)t ± Pt-1

Нt = xxx xxx\*(xx.xx-xxx,xx)- x xxx xxx+xxx xxx\*(xx,xx-xxx,xx) - xxx xxx = -xx xxx хил. лв.

Нt = xx xxx лв.

**Бележка:** Съгласно указанията на КВЕР, поради добавените редове за “Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ”, „Корекция на разходи за природен газ от предходни периоди“ и „Корекция на разходи за емисии парникови газове (СО2) от предходни периоди“ в Справка 1 “Разходи” към променливите разходи от модела за ценообразуване, се наложи да бъде променена формулата в клетка “F 109” в Справка 4 “ ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване. Формулата е така променена, че “Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ” (клетка “G 100” в справка 1 “Разходи”) и да бъде ценообразуващ елемент само в цената на ел. енергия, защото според нас тези разходи се отнасят пряко към производството и продажба на ел. енергия. „Корекция на разходи за природен газ от предходни периоди“ (клетка “G 77” в справка 1 “Разходи”) е включена аналогично на разходите за газ от текущото ценово заявление, а именно, като дял на разходите за газ за производство на Електрическа енергия от общите разходи за газ за производството)“, тъй като считаме, че корекцията би следвало съответства на разхода, който коригира. „Корекция на разходи за емисии парникови газове (СО2) от предходни периоди“ (клетка “G 99” в справка 1 “Разходи”) е включена аналогично на „Разходи за емисии парникови газове (СО2)“, тъй като считаме, че корекцията би следвало съответства на разхода, който коригира.

Поради промяната в закона за енергетика през 2015 г. (промяна на периода за отчитане на ефективността от годишна на месечна база), дружеството ще произвежда и продава през новия регулаторен период освен високоефективна комбинирана електрическа енергия на преференциална цена, съответно и невисокоефективна комбинирана електрическа енергия на пазарни цени. Във връзка с това се наложи да бъде променена формулата в клетка “F 110” в Справка 4 “ ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване. Запазена е логиката на ценообразуване на модела на КЕВР, преференциалната цената да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Прогнозната пазарна цена на електрическа енергия в размер на 429,98 BGN/MWh планирана на база прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. базирана на сетълмент цени за финансов фючърс от ЕЕХ за Унгария към ден на търговия 22.03.2022 [Futures (eex.com)](https://www.eex.com/en/market-data/power/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%22EEX-PXE%20Bulgarian%20Power%20Futures%22%7D) и групов коефициент съгласно определения от КЕВР с решение Ц-26 от 01.07.2021 е вписана в клетки F119 в Справка 4 “ ТИП-ПРОИЗ” като цена за комбинирана електрическа енергия съгласно глава трета, раздел I т.Б чл. 19 от Указания-НВ и F120 в Справка 4 “ ТИП-ПРОИЗ” като цена за некомбинирана електрическа енергия съгласно глава трета, раздел I т.Б чл. 20 от Указания-НВ

# Калкулация на необходими приходи

Съгласно чл.7 от Наредба 5, необходимите годишни приходи за дейност разпределение трябва да включват признатите от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

НП = Р + (РБА \* НВ),

Където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р- годишните разходи за дейността по лицензията представляващи сума от условно-постоянните и променливите разходи ;

РБА - регулаторна база на активите

НВ- норма на възвръщаемост, калкулирана на база на WACC

НП = xx xxx + xxx xxx + (xxx xxx \*x,xx%) = xxx xxx хил. лв.

# Предложение за тарифна структура на цени в сила от 01.07.2022 г.:

При подготовката на заявлението за цени за нов регулаторен период „ЕВН България Топлофикация” ЕАД представя справки от №1 до №9 съгласно Указанията на ДКЕВР приети с протоколно Решение № 95 от 25.05.2015 г. по т. 8 на КЕВР и приложения изискани с писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-4 / 08.03.2022г. и писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-5 / 23.03.2022г.

След анализ на така получената прогнозна еднокомпонентна цена на топлинна енергия и преференциална цената на произведената електрическа енергия, предлагаме следните цени:

|  |  |
| --- | --- |
| **„ЕВН България Топлофикация” ЕАД** | **Лева / МВтч**  **без ДДС** |
| **Eднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:** | **xxx,xx** |
| За доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл.151, ал.1 от ЗЕ отстъпката е 1 лев / МВтч без ДДС, като цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода е: | **xxx,xx** |
| **Преференциална цена на електрическата енергия произведена по комбиниран начин:** | **xxx,xx** |

Разпоредбата на чл.31 от ЗЕ ни насочва, че при изпълнение на процедурите по ценово регулиране цените на енергийните предприятия трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Предвид икономическата ситуация в страната и основните цели пред дружеството за запазване на клиентите и сигурността на топлоснабдяването чрез оптимизиране на разходите, дружеството ще работи за развитие на клиентско-ориентирана тарифна структура при еднокомпонентна цена на топлинната енергия.

**„ЕВН България Топлофикация” ЕАД**

Изготвил Петко Бахчеджиев

Отдел "Контролинг и Трежъри"

Велко Куршумов Жанет Стойчева

Изпълнителен член на СД Заместник-председател на СД

Дата: 29.03.2022г.