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

**ЗА НОВИ ЦЕНИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО ЗА РЕГУЛАТОРЕН ПЕРИОД В СИЛА ОТ 01.07.2024г.**

# 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 01.07.2024- 30.06.2025 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

## Калкулация на корекции съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ

## Предложение за тарифна структура

## Приложения:

### Приложение 2.1.1 – Отчетна информация от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за 2023г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024г. – 30.06.2025г., 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“

### 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 2023г. и за ценовия период 01.07.2023г. – 30.06.2024г., 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“

# 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 01.07.2024 – 30.06.2025 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. Прогнозната цена е базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от ЕЕХ към ден на търговия 15.03.2024 [Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com)](https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/egsi)

### 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. Прогнозната цена е базирана на фючърс за EUA от ЕЕХ към ден на търговия 15.03.2024 [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 e базиранa на налични котировки от EEХ за фючърси за България към ден на търговия 15.03.2024

### 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 очакваните продажби на топлинна енергия, прогноза на 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 2023 г., прогноза за периода 2024г. – 2025 г., отчетени температури на външния въздух за 6 годишен период и прогнозните външни температури за ценовия период.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | Мярка | 2024 | | | | | | 2025 | | | | | | Година |
| **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 2024-2025 | 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 2023 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 | x 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** | | | | | | | | | | | | | | |
| 2024 | oC |  |  |  |  |  |  | x.x | x.x |  |  |  |  |  |
| 2023 | 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 |
| 2022 | oC | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.x | x.x | x.x | x.x | x.x | xx.x | xx.x | xx.x | xx.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 |

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

Продадената топлинна енергия през 2023 г. е по-малко спрямо очакванията поради:

* по-високи температури през месеците с отопление,
* проведени ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, свързани с изключване на потребители.

В следствие на изброените по-долу мерки:

* активна комуникация с клиентите и провеждане на кампании за повишаване доверието към услугата централизирано топлоснабдяване;
* предлагане на услугата охлаждане през летния период;
* присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти

се очаква увеличение в броя на клиентите на топлина енергия спрямо минали периоди.

Новите сгради, присъединявани към централното топлоснабдяване, се изграждат с използването на нови строителни материали с по-добри енергийни характеристики.

При част от старите сгради се прилагат мерки за енергийна ефективност, водещи до понижено потребление на топлинна енергия.

Към настоящия етап анализа 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 2023 г. ЕВН ТП е използвала като базова инсталация Когенерацията. По време на ремонтни дейности на Когенерацията и за покриване недостига на топлинна енергия са използвани ОЦ „Пловдив Юг” и ОЦ „Пловдив Север”.

Отчетената топлинната енергия за собствени нужди през 2023 г. е общо в размер на XX XXX MWh.

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 инсталация Когенерация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очаквате топлинни товари.

За ценовия период като базова инсталация ще се използва Когенерацията. Предвижда се престой за ремонт с продължителност от 20 календарни дни през месец Май 2024 г. В този период основен топлоизточник се предвижда да бъдат водогрейни котли на площадка ОЦ Юг.

Върховият топлинен товар ще се произвежда от водогрейните котли на двете площадки като продължителността и товара ще се определят от климатичните условия.

Общата продължителност на работа на всички водогрейни котли се очаква да бъде X XXX ч.

За ценовия период топлинната енергия за собствени нужди е планирана в размер на XX XXX MWh.

Планираното понижение със XX MWh се дължи на очаквания по-малък период на използване на инсталация Когенерация, предвид предвидените ремонтни дейности.

## Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

Топлопреносната мрежа на «ЕВН България Топлофикация» ЕАД е поетапно изграждана и въвеждана в експлоатация в интервала от 1969 г. до настоящия момент.

От 1978г. започва въвеждане в експлоатация на водната топлопреноса мрежа за отопление и битово горещо водоснабдяване на сгради от северeн, централен, източен и западен райони на град Пловдив, а от 1982 г. започва въвеждане в експлоатация на сгради от южния топлофикационен район на Пловдив.

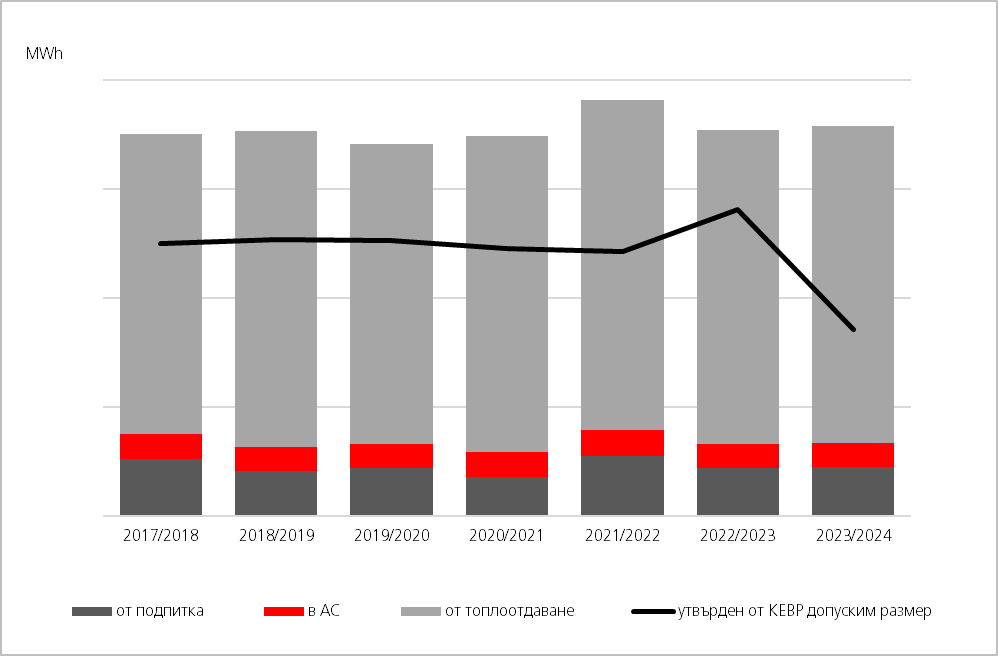
Топлопреносната мрежа на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е двутръбна, затворена, кръгова, положена предимно в непроходими канали.

За определяне количествата на топлинна енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 6 ценови години и на усилията на ЕВН ТР за намаляването им. Представяме резултатите от анализа с графики 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:

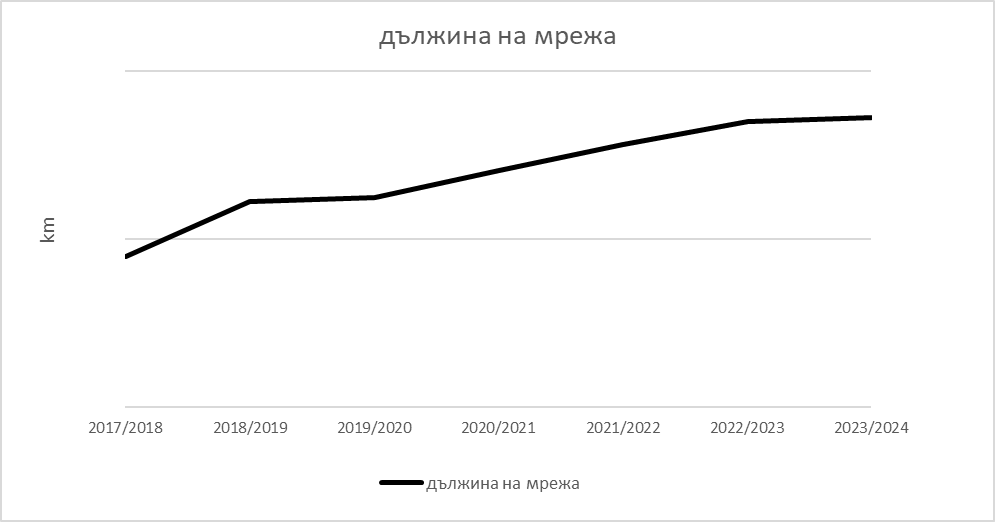
* Технологичен разход на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа
* Технологичен разход на топлинна енергия в абонатни станции;
* Технологичен разход на топлинна енергия от топлоотдаване на топлопроводите и съоръженията към тях.

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).

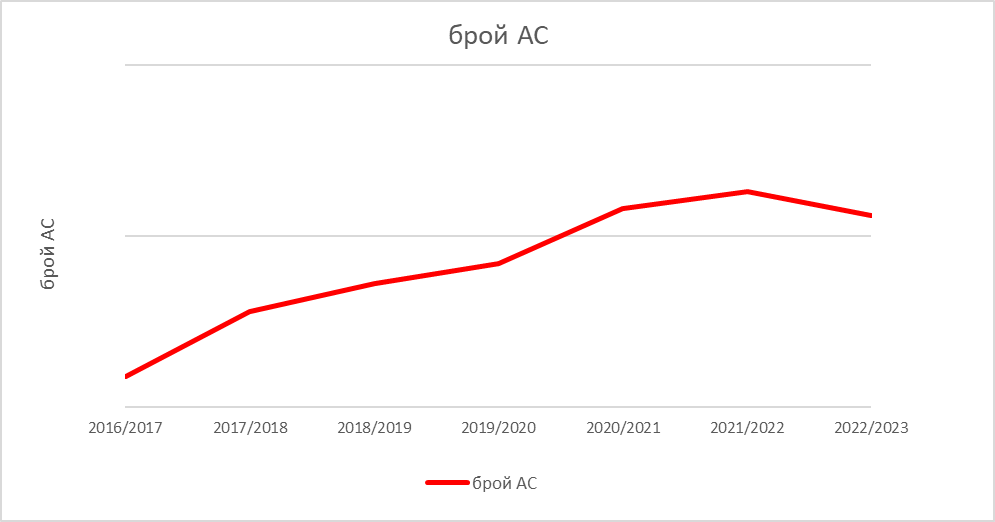


Фиг. 1

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



Фиг. 2.1.



Фиг. 2.2.

**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 около 70 % от 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, основно зависи 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 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. тези разходи са прогнозирани в размер на **X XXX MWh** и съответстват на достигнатите нива през последните шест години.

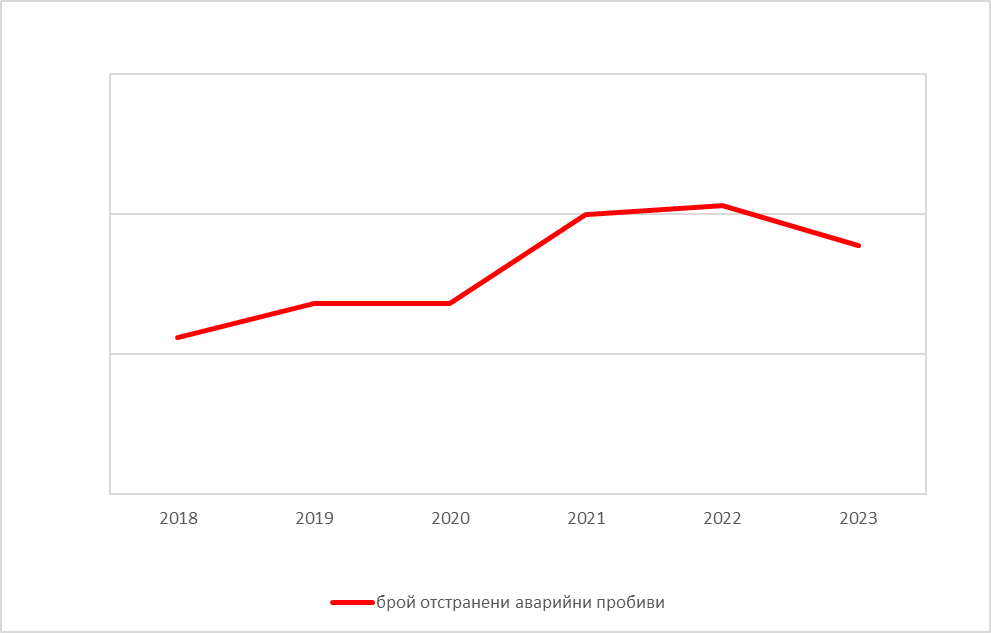
В следващата таблица е представено разпределението по месеци, в сравнение с постигнатите разходи през календарната 2023 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | Календарна 2023 | 2024/2025 |
|  | АС | АС |
| - | MWh | MWh |
| Януари | x xxx | x xxx |
| Февруари | x xxx | x xxx |
| Март | x xxx | x xxx |
| Април | xxx | xxx |
| Май | xxx | xxx |
| Юни | xxx | xxx |
| Юли | xxx | xxx |
| Август | xxx | xxx |
| Септември | xxx | xxx |
| Октомври | xxx | xxx |
| Ноември | xxx | 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 2023г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от xx,x km, което представлява едва x,x % от общата дължина на мрежата към края на 2023г. – xxx,x km.

Въпреки запазването на темпа на отстраняване на нови пробиви през 2023 г. не отчитаме тенденция за намаление на загубите на топлинна енергия от подпитка, в следствие на което за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са занижени с x % спрямо отчетените през 2023 г. и очакваният им размер е **XX XXX MWh**.

В следващата таблица е представено разпределението по месеци в сравнение с отчетените разходи през календарната 2023 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | календарна 2023 | 2024/2025 |
|  | подпитка | подпитка |
| - | MWh | MWh |
| Януари | x xxx | x xxx |
| Февруари | x xxx | x xxx |
| Март | x 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 | x xxx | x xxx |
| Декември | x xxx | x xxx |
| **общо** | **xx xxx** | **xx xxx** |

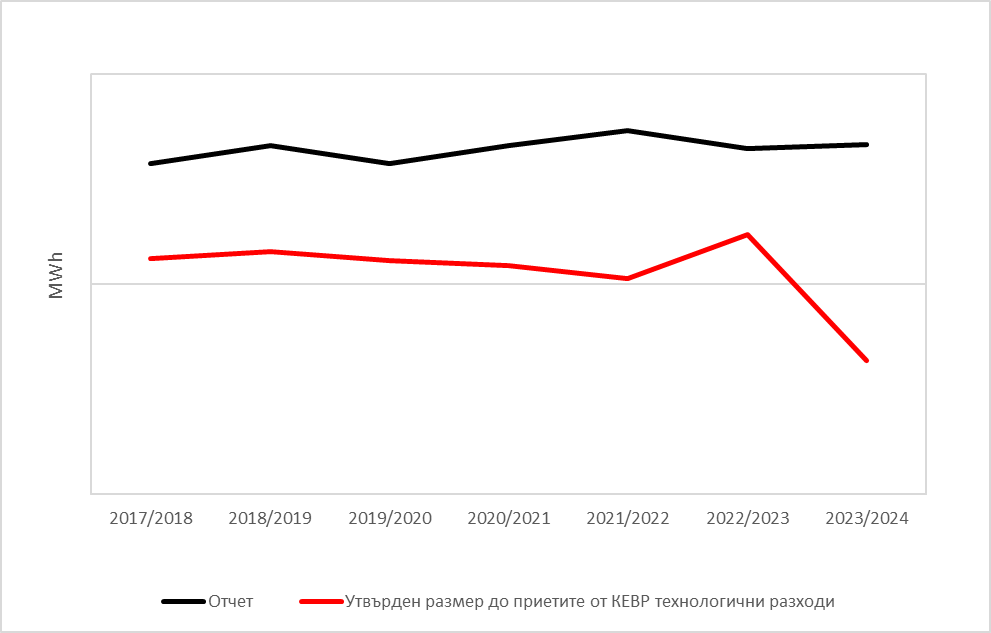
1. **Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях**

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 с много малък обем;
* При регулярните обходи на топлопреносната мрежа се констатира запълване на части от ТПМ с питейна вода или с канализационна вода. Причина за такива ситуации са множеството пропуски на ВиК мрежите. Запълването на участъци от нашата топлопреносна мрежа с ВиК вода води до охлаждане на топлопроводите и увеличаване на загубите от топлоотдаване. Допълнителен ефект е ускоряване на външни корозионни процеси на нашата топлопреносна мрежа и възникването на множество аварии.
* 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;

Анализите на ЕВН ТР показаха, че за да се извърши рехабилитация на най-компрометираните участъци от топлопреносната мрежа, са необходимо минимум x години и инвестиция над xx xxx хил. лв.

На следващата фигура 5 са съпоставени отчетените количества топлинна енергия от топлоотдаване и делът на същите, при утвърдените общи топлинни загуби от КЕВР.



Фиг. 5.

За да бъда постигнато съответното ниво на загуби от излъчване са необходими над xxx xxx хил. лв. и над xx години за рехабилитация на xx km от съществуващата топлопреносна мрежа

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 2023г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | календарна 2023 | 2024/2025 |
|  | 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 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.**

На база направения анализ и така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период, с начало от 01.07.2024 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 2023 г. е както следва:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МЕСЕЦ | календарна 2023 | 2024/2025 |
|  | 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 | xx 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** | **xxx xxx** | **xx xxx** |

Аргументите, поради които искаме относителния дял на признатите ни разходи да бъде **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 %, което ясно може да се види във фиг. 1.

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 признаване 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 се блокира 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 18 г.;
* 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.

## 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 2022 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 2023 г.:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **ПОКАЗАТЕЛ** |  | **МЯРКА** | **2023г.** | **07.2024-06.2025г.** |
| Произведена 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 x xxx MWh, което е със xxx MWh повече от отчетеното през 2023 г. Завишението е за сметка на електропроизводството, тъй като се предвижда в някои от зимните месеци по-високо електропроизводство.

Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е незначително намалена, със xx MWh, дължащо се на по-различното натоварване на Когенерацията спрямо 2023 г.

За инсталация Когенерация, за ценовия период се предвижда един по-продължителен престой за ремонт през месец Май 2025 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 01.07.2024-30.06.2025 са базирани на одобрените с Ценово решение Ц-12/01.07.2023, като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.



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

Активите на производственa Когенерационна централа 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.

Водогрейните котли на площадките на ТЕЦ „Пловдив – Север“ (3 броя) и ОЦ „Пловдив Юг“ (2 броя) служат само за производство на топлинна енергия и стойността им е отнесена в частта за топлинна енергия в разделно производство.

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 2022 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2023г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са xx xxx., а тези свързани с пренос xx xxx. 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.

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 2022 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2022г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство xx 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 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. лв. И финансиране от Община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на xxx хил. лв. Общата стойност на финансиранията включени в Справка 2 „РБА“ **xxx хил. лв**.

### **Калкулация на РБА**

Вземайки в предвид формулата за калкулиране на РБА е направена 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-18 от 01.07.2022 и е признат от страна на Комисията в ценово решение Ц-12 от 01.07.2023

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 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 (xx,x/xx,x) и размера на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – x.xxx.

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.xxx \* x.xx% = x.xx%

1. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Ваа1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от x.xx% за България

НВпк = x.xx%+x.xx%=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.x%/(1-10%) + 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 31.12.2022 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, 2017 и 2022 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, Ц-18/01.07.2022 и Ц-12/01.07.2023 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 производствена централа Нова когенерационна централа се 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 въведените в експлоатация на площадките на ТЕЦ „Пловдив – Север“ – 3 броя и ОЦ „Пловдив Юг“ 2 броя водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки се отнася 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 2023 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2023г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство xx 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.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 г. |
|
| Разходи за амортизации | хил. лв | xx 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 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 г. |
|
| Разходи за ремонт | хил. лв. | x xxx | x xxx | xx |

Основните обекти в ремонтната програма са:

Аварийни ремонти топлопреносна мрежа: xxx хил. лв.

Инспекция на газова турбина SGT-700 – xx хил. лв.

Смяна на масло Когенерация – xxx хил. лв.

Ремонт на абонатни станции на стойност - xx хил. лева

Подмяна на топлоизолация в топлопреносната мрежа – xx хил. лв.

Ремонт на помпи LAC– xx хил. лв.

Инспекция на парна турбина SST-300 – xx хил. лв.

Поддръжка на водогрейни котли – xx хил. лв.

Поддръжка на компресори за сгъстен въздух – xx хил. лв.

### **Разходи свързани с персонала**

Планира се увеличение на разходи за регулирана дейност свързани с персонала през 2024-25 г., до x xxx хил. лв. основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения и увеличението на осигурителния праг. 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 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 г. |
|
| Разходи за заплати и възнаграждения | хил. лв | x xxx | x xxx | xxx |
| Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство | хил. лв | xxx | x xxx | xxx |

Бихме очертали три основни групи фактори, влияещи върху увеличението на разходите за труд в Дружеството:

* **Пазар на труда**

Общ преглед на пазара на труда за периода 2020 г. – 2023 г.

С възстановяването на икономиката след пандемията от COVID-19 предприятията започнаха да нае-мат отново персонал, за да отговорят на повишеното търсене на техните продукти или услуги. Това увеличение на търсенето на работна ръка доведе до конкуренция за квалифицирани кандидати, което от своя страна повишава цената на труда.

Демографските промени, автоматизацията и дигитализацията доведоха до недостиг на работна ръка със съответната квалификация. В същото време уменията, необходими за опре-делени работни места, не се преподават в образователните институции, създавайки несъответствие между предлагането и търсенето на умения. Този недостиг на работна ръка пови-шава цената на труда, тъй като работодателите трябва да се конкурират за ограничен брой квалифицирани кандидати.

Минималната заплата, заплатите в публичния сектор и социалните осигуровки се повишиха през последните години, което увеличи общите разходи за труд за работодателите.

Някои промени в трудовото законодателство, като например увеличаването на минималната работна заплата или разширяването на правата на работниците, също могат да допринесат за поскъпяване на труда. Тези промени могат да направят по-скъпо за работодателите да наемат служители, което води до натиск за увеличаване на заплатите.

Поскъпването на труда се повлиява и от глобални икономически фактори, като например нарастващите цени на стоките и услугите, които влияят върху рентабилността на компаниите и могат да доведат до необходимост от увеличаване на цените, включително заплатите.

Следните данни илюстрират някои аспекти на ситуацията на пазара на труда в България в периода 2020-2023 г.:





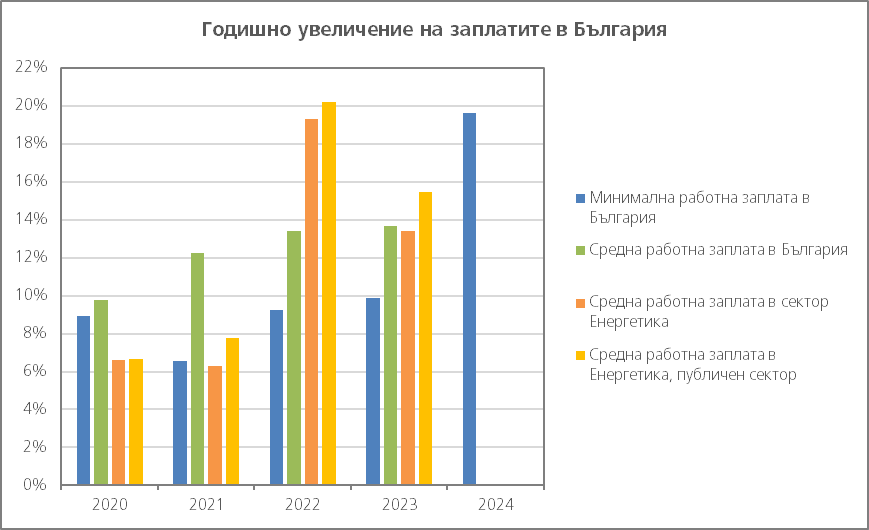
\*Източник: НСИ 2024, [Национално ниво (икономически дейности; форма на собственост) | Национален статистически институт (nsi.bg)](https://www.nsi.bg/bg/content/3958/%D0%BD%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D0%BD%D0%BE-%D0%BD%D0%B8%D0%B2%D0%BE-%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8-%D0%B4%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8-%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0-%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%BE%D0%B1%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82-%D0%BF%D0%BE%D0%BB)

Само за 2023 г. спрямо 2022 г. наблюдаваме 14% увеличение на средната заплата за България, а за обществения сектор – 15%. В сектор „Енергетика“ увеличението е 13%, а за обществения сектор в енергетиката данните сочат 15% увеличение.

Тези проценти надхвърлят съществено инфлацията и създават конкурентен натиск за увеличение на възнагражденията в дружеството.

За периода 2020-2023 минималната работна заплата в България се е увеличила с 39,29%. Средната годишна работна заплата в България за 2023 г.(предварителни данни) спрямо 2020 г. е достигнала увеличение от 45%. Същият ръст на увеличение се наблюдава и за обществения сектор. Средното увеличение за периода и за двата показателя е 13%.

Средната годишна работна заплата за сектор „Енергетика“ за 2023 г.(предварителни данни) спрямо 2020 г е нараснала с 44%, а за обществения сектор в енергетиката – с 50%. Средно-то годишно увеличение за периода за сектор „Енергетика“ е 13%, а за обществения сектор в енергетиката – 14%.



На този фон усилията на ЕВН са били насочени към запазване на позициите на работодател с конкурентни възнаграждения и балансирани поетапни увеличения, близки до тези за сектора, но далеч под увеличенията за страната. От данните по-долу е видно, че последните 10 години, от 2013 до 2023 година, въпреки първоначалното конкурентните възнаграждения, дружеството е във все по-изоставаща позиция спрямо обществен сектор Енергетика, по отношение на средна работна заплата.

****

* **Увеличение на максималния осигурителен доход**

С по-малък ефект, увеличението на максималния осигурителен доход от 3000 на 3400 лева от 1-ви Април 2022 г. също доведе до директно увеличение на разходите за труд.

* **Синдикални организации, браншови колективен трудов договор и колек-тивно договаряне в дружеството**

Не на последно място, сектор енергетика е традиционно силно синдикализиран и трудовите отношения и възнаграждения се регулират в браншови и локални колективни трудови договори, които са задължителни за изпълнение от дружеството. В сектор енергетика действа браншови колективен договор, в който са уговорени нива на допълнителни възнаграждения, надвишаващи тези по Кодекс на труда, включително социални разходи минимум 10% от фонд работна заплата, които са задължителни за изпълнение и директно водят до увеличение на разходите за труд.

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

Разходите пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са предвидени да бъдат в размер на 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 2023 година индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от x,x% за периода януари 2022 - декември 2022 г. спрямо периода януари 2023 - декември 2023 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)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 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 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 Дружеството.

**Електронни услуги за SAP, Microsoft и Oracle**

Дружеството ни получава електронни услуги свързани с конфигурацията, функционирането и поддръжката на лицензирани софтуери на SAP, Microsoft и Oracle с цел безпроблемното функциониране на софтуерните програми.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка спрямо едни потребител.

**Счетоводство и други финансово административни услуги**

Стойността на всички планирани услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството.

Планираните финансови административни услуги се основават на сключен договор за административни услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на счетоводството и други финансови услуги включват изброените по-долу дейности:

• Услуги по оперативно счетоводство- администриране на счетоводни документи; изготвяне на финансови отчети; обновяване на сч. п-ка и инструкции; осчетоводяване на документите- -кредитори, дебитори; осчетоводяване на ДА и ММП; осчетоводяване на материални запаси; контрол и анализ на сч. Записи; актуализиране на структурата на ЕРП с-ма; поддръжка на база данни; контакт с финансови институции; участие и работа с проверяващите екипи

• Услуги по данъчни въпроси - съставяне и анализ справки за данъци; съставяне и анализ годишни данъци; осчетоводяване и анализ отсрочени данъци; изчисляване и анализ разходи по ЗКПО; съставяне и подаване декларации по ЗКПО, ДДС, ЗАДС, ЗМДТ; съставяне на платежни док-ти за данъци; изчисляване на ДДС в др. случаи;

• Услуги по контролинг - разработване на бюджети и прогнози; калкулация и анализ на икономическа ефективност; изготвяне на месечни отчети и анализи; отговорност и поддръжка на МIS; калкулация и анализ на разходите; калкулация на груповите услуги; изготвяне на правила за алокация; поддържане на данни в SAP Контролинг; кал-я на цените на услугите за 3-ти лица;

• Услуги по администриране на финансовите средства (трежъри)- мониторинг на ликвидността; контакти с банките; ежедневни операции по банковите сметки; ежедневна отчетност баланса по сметки; администриране на банкови депозити; администриране на банкови кредити; администриране получени гаранции; обслужване на предоставени гаранции;

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

**Правни и корпоративни въпроси**

Планираните правни и корпоративни услуги се основават на сключен договор за административни услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на услугите по правни и корпоративни въпроси включват изброените по-долу дейности:

• подготовка на юридически становища

• участие в и съдействие при преговори

• правно съдействие за подготовка на документи

• подготовка на проекти по съдебни дела

• съдействие изготвяне на официални док-ти

• съдействие по регистрирани производства

• съдействие на дружество-ЗОП

• съдействие на дружество-застраховки

• съдействие на дружество-процеси и правила със задължителен характер

• съдействие на дружество-концепции

• съдействие на дружество-проекти

• съдействие-КСО

• съдействие чрез медиация

• съдействие регулаторна рамка

• административно-техническо съдействие

• деловодна и архивна дейност

• съдействие при писмени и устни преводи

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в чиято стойност се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

**Покупки и склад**

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на материалното снабдяване и складиране включват изброените по-долу дейности:

• Съдействие при изготвяне на възложения по смисъла на ЗОП. Изготвяне на необходима документация при подготовка и провеждане на обществени поръчки

• Наблюдение и анализ на пазарните условия с цел да се осигури възможност на Дружеството-заявител да получи информация, съответстваща на идентифицираната необходимост от доставка на стока или услуга и достатъчна за избор на конкретен доставчик

• Подбор на подходящи обществени поръчки за прилагането на конкретен ред за провеждане и възлагане на обществени поръчки; съдействие за тяхното оповестяване

• Водене на преговори за сключване договори за доставка на стоки и услуги

• Координация и администрация на дейности свързани с функционирането на складове за материали

• Поддръжка на база данни за доставчици и материали

• Услуги по инфраструктура

- портиерна служба и охрана;

- закупуване, инвентаризация и поддръжка на офис

- управление на инфраструктурни съоръжения- водене, поддръжка, преустройство и пускане в експлоатация на всички съоръжения

- управление на сгради и строителни съоръжения

- техническата поддръжка на офис оборудване

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

**IT и телекомуникация**

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на информационните технологии и телекомуникации изброените по-долу дейности:

• Съдействие за осигуряване на правилно, непрекъснато и сигурно функциониране на информационни процеси, както и администрация и координация на дейности, свързани с тяхното функциониране в дружеството

• Изготвяне на справки от бизнес системите и формуляри за масов печат

• Business intelligence и консултиране

• Съблюдаване и прилагане на политиката на дружеството за сигурност

• Документиране на процесите за промени, инциденти, hot line, статистика и анализи

• Съдействие в осъществяването на дейности за реализация на проекти и работни задачи, свързани с изработването на концепции в различни проектни фази – в предпроектната подготовка, в реализацията на конкретен проект и в последващо имплементиране на завършени (реализирани) с проекта продукти, процеси и др.

• Разработване и администрация на интерфейси за обмен на информация между различни бизнес системи и доставчици

• Разработване на приложения спрямо задания на дружеството

• Професионално консултиране на дружеството при работа с външни доставчици на ИТК услуги

• Администриране и координация на дейности, свързани с изграждането, функционирането и поддръжката на мрежовата инфраструктура (LAN, WAN)

• Администрация и поддръжка при осигуряването на сървърни услуги

• Helpdesk услуга – цялостно съдействие в поддръжката на периферията за всяко работно място (PC’s и Notebooks, GSM, фиксирана телефонна услуга и факс, принтери, Blackberry, HHU устройства и др.)

• Съдействие в извършването на дейности, свързани с изпълнението на лицензионни задължения по отношение на ИТК средата за дружеството, както и в изработването и прилагането на концепции, свързани с развитието на ИТК средата

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

Човешки ресурси

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на човешките ресурси включват изброените по-долу дейности:

• Оперативно планиране на персонала

• Подбор на персонал

• Организация и провеждане на обучения на сътрудници

• Подготовка на всички документи, свързани с администрирането на персонала и трудовите отношения

• Изготвяне на документи за разплащане на възнаграждения, заплати и пенсии на персонала

• Изготвяне и водене на статистика за персонала

• Идентификация на нуждите, изготвяне на планове и програми за обучение

• Преговори с организации, представляващи и защитаващи интересите на работници и служители

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

**Фактуриране**

Планираните услуги по дейност фактуриране се основават на сключен договор за административни услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя услуги, чийто обхват и съдържание относно дейността фактуриране включват съдействие при/в:

• Управление на база данни и фактуриране,

• въвеждане и промяна на база данни

• фактуриране и проверка на качеството

• коригиране на всички фактури

• управление на дейностите по процесите

• създаване на продукционни планове

• поддръжка и актуализация на формулярите

• въвеждане, обработка и изпращане на фактури, електронни фактури, SMS и e-mail

• координиране и поддръжка на HELPDESK

• Управление на длъжници:

• банкови плащания, Директен дебит

• поддържане на контакт с външни контрагенти

• осчетоводяване на касиерски вноски

• корекция на плащания;

• управление на процесите за събиране

• управление на процеса по разсрочване

• Събиране на вземания

• администрация на съдебни вземания

• анализ и контрол по процесите, свързани с осчетоводяване на плащания по граждански и изпълнителни дела, при спазване на установени правила

• контролиране и планиране на подготовката на документи за събиране на задълженията

• изготвяне на отговори при запитвания

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в чиято стойност се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

**Клиентско обслужване**

Планираните услуги по дейност фактуриране се основават на сключен договор за административни услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г. , и сключен договор за услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г., съгласно които ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги, чийто обхват и съдържание относно дейността фактуриране включват съдействие при/в:

• Обслужване на клиенти по телефон, писмено (e-mail) и при личен контакт (клиентски запитвания и общи консултации)

• координация на сигнали при аварии

• Управление на жалби – администриране, координиране и управление

• Кампаниен мениджмънт

• Извършване на отчети и анализи на клиентските контакти

• услуги по подобрение на обслужването

• координиране на външен контрол

• Планиране Енергийна ефективност

• Организиране специализирани изложения

• Връзки с клиентски организации

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в чиято стойност се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга.

**Технически услуги**

Посочената сума за технически услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството. Планираните технически услуги се основават на сключен договор между ЕВН България Електроразпределение EАД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г. и сключен договор за услуги между ЕВН Център за услуги ЕООД и ЕВН България Топлофикация ЕАД от 01.10.2011г. , съгласно които ЕВН България Електроразпределение ЕАД, и ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги, чийто обхват и съдържание относно дейността фактуриране включват съдействие при/в:

Услугите, предоставяни от ЕВН България Електроразпределение EАД се класифицират в следните видове дейности:

• Безопасност на труда

- провеждане на периодични изпити по безопасност на труда

- провеждане на обучения за работа под напрежение и други, свързани с безопасността на труда

- Съвместна работа със Служба трудова медицина във връзка с лични предпазни средства, проверка на критериите за безопасност на труда

- Заключващи системи - организация, одобрение и контрол

• Услуги по управление на измервателните данни

- управление на измервателните данни

- осъществяване на стандартизация, снабдяване, контрол и следене качеството на измервателните уреди

- изготвяне на директиви за изм.уреди

- планиране, пускане в експлоатация уреди

- управление данните от измервателни уреди

- справки за измервателни уреди

• Диспечерски услуги

- съдействие при управление на топлопреносната мрежа

- определяне на режимните условия при топлопреносната мрежа

- указанията за експлоатация на топлопреносната мрежа

- съгласуване с големи клиенти

- непрекъснат контакт с ползватели на топлопреносната мрежа

- контрол и управление на обекти в SCADA

- ликвидиране на нарушенията в топлопреносната мрежа

- изготвяне документи КЕВР и МИЕТ

Методиката за ценообразуване включва систематиката за калкулация по метода на „ увеличената стойност", за прилагането на която се калкулира и съответно фактурира договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на 5% (пет процента) от реалната стойност на услугата; В стойността на услугата (цената на услугата) се включват всички директни и индиректни разходи, необходими за извършването на конкретната услуга; Всички услуги описани в приложения по-горе се калкулират на база на отработени часове за всяка конкретна услуга.

Услуги по договор за командироване на персонал

Планираните услуги, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал се основават на сключен договор за командироване на персонал ЕВН България Топлофикация ЕАД и ЕВН АГ Австрия от 01.01.2005г., съгласно които ЕВН АГ Австрия предоставя на Дружеството ни персонал, който приема инструкциите на Дружеството ни за периода на командироване и ние упражняване контрол върху извършената му работа на база определено работно място чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

Час от предоставения персонал от страна на ЕВН АГ Австрия действа в качеството си на управител, който изпълнява властнически функции в рамките на нашето българско дружество и съответно възлага и контролира цялата дейност.

От данъчна гледна точка ЕВН България Топлофикация ЕАД се счита за работодател на полагащите труд австрийски физически лица, съгласно & 1, т. 27 от ДР на ЗДДФЛ, а правоотношенията между страните се квалифицират като трудови по смисъла на & 1, т.26, б. „з“ от ДР на ЗДДФЛ. Респективно облагането се извършва по общия ред на ЗДДФЛ.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода „разходи плюс“, в чиято стойност се включват всички действителни разходи на персонала по време на периода на назначаването.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 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 инфлация за периода януари 2022 - декември 2022 г. спрямо периода януари 2023 - декември 2023 г x.x%.

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

## Променливи разходи

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

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 г. |
|
| ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ | хил. лв. | xxx xxx | xx xxx | -xx xxx |

### **Разходи за материали**

Наблюдава се намаление на разходите за материали спрямо базисната 2023 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 15.03.2024 [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“.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | 7.2024 | 8.2024 | 9.2024 | 10.2024 | 11.2024 | 12.2024 |
| ВН | Количество, kWh | x | x | x | x | x xxx | x |
| Разход, лв. | x | x | x | x | x xxx | x |
| СН | Количество, kWh | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |
| Разход, лв. | xx xxx | x xxx | x xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx |
| НН | Количество, kWh | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xx xxx | xxx xxx | xxx xxx |
| Разход, лв. | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1.2025 | 2.2025 | 3.2025 | 4.2025 | 5.2025 | 6.2025 | Общо |
| x xxx | x | x | x | xxx xxx | x | xxx xxx |
| x xxx | x | x | x | xx xxx | x | xx xxx |
| xxx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xxx xxx |
| xx xxx | xx xxx | xx xxx | x xxx | xx xxx | x xxx | xxx xxx |
| xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xxx xxx | xx 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 | 07.2024 | 08.2024 | 09.2024 | 10.2024 | 11,2024 | 12.2024 | 01.2025 |
|
| ТЕЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **xx xxx** | **xx xxx** |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| 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,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 |
| ОЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **x xxx** |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |
| ОЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **xx** | **xx** | **xx** | **xx** | **xx** | **xx** | **xx** |
| 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 | 02.2025 | 03.2025 | 04.2025 | 05.2025 | 06.2025 | Общо Количества | Общо разход |
|
| ТЕЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **xx xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **xxx xxx** |  |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xx xxx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xx xxx |
| ТЕЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **x xxx** | **xx xxx** |  |
| цена вода | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xx xxx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x xxx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xx xxx |
| ОЦ производство | **Количество** | **куб.м** | **x xxx** | **x xxx** | **xxx** | **xxx** | **xxx** | **x xxx** |  |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x xxx |
| цена инд.канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x xxx 0 |
| ОЦ питейна вода | **Количество** | **куб.м** | **xx** | **xx** | **xx** | **xx** | **xx** | **xxx** |  |
| цена вода | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xxx |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xx |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | xxx |
| 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 |
| цена канал | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | x |
| цена пречистване | лв/куб.м | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx | x,xx |  | 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.



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.

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 2022 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 2023 г.

След извършената корекция във връзка с промяната на равнището на активност, общо за двете централи са разпределени безплатни квоти в следния размер:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Период** | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | **ОБЩО** |
| **Безплатни квоти** | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | **xx 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 15.03.2023 Futures Market (eex.com). Използвани са месечни котировки.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | мярка | Площадка Север | Площадка Юг | Общо за ТР |
| емитирани за 2-во пол. 2024 | t | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | x xxx | x xxx | x xxx |
| за закупуване |  | - xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| емитирани за 1-во пол. 2025 | t | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | x xxx | x xxx | 7 520 |
| за закупуване |  | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| за закупуване 01.07.2024-30.06.2025 |  |  |  | xxx xxx |
| Цена | лв./t |  |  | xxx.xx |
| **Разход** | **хил.лв.** |  |  | **xx xxx** |

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

Разходите предизвикани за балансиране по правила за търговия с ЕЕ се оценяват на xxx хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на x,x% от планираните продажби на електроенергия остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2023 г.;

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 г. |
| Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ | хил. лв. | xx | xxx | xx |

### **Разходи за неустойки за покупка на природен газ извън график**

Калкулация и признаване на разходи от xx хил. лв. за прието количество над 107% съответно под 93% от дневното договорено количество (ДДК) по договор с Булгаргаз ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от ДДК природен газ умножен по разликата между дневната средна цена за балансиране за съответния газов ден и цената на Булгаргаз ЕАД за количества над 107% от ДДК (т. 6.3. от договор с Булгаргаз ЕАД за продажба на природен газ) или разликата между цената на Булгаргаз ЕАД и дневната средна цена при балансиране за количества под 93% от ДДК (т. 6.4. от договор с Булгаргаз ЕАД за продажба на природен газ)..

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА | МЯРКА | Отчет за базовата 2023 г. | Прогноза в цени XV-ти РП 01.07.2024 г. | Разлика XV РП – 2023 г. |
| Разходи за природен газ извън график | хил. лв. | xx | xx | -xx |

**Бележка:** Съгласно указанията на КВЕР, поради добавените редове за “Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ”, „Разходи за природен газ извън график“ 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 “I99” 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.

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 xxx,xx BGN/MWh определена на база на налични котировки от EEХ за фючърси за България към ден на търговия 15.03.2024. 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 + xx xxx+ (xxx xxx\*x,xx%) = xxx xxx хил. лв.

# Корекции съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и 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 01.07.2023-30.06.2024

Qg – xxx xxx MWh – отчетеното количество природен газ е формирано на база отчет за периода 01.07.2023 – 29.02.2024 и прогноза за периода 01.03.2024-30.06.2024

Цпг – xx.x 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 – 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).



На база предоставените по-горе данни следва да се начисли корекция по природен газа за периода 01.07.2023-30.06.2024 в размер на xx xxx хил. лв.

1. Корекция на разходи за квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2023-30.06.2024

Qe – xxx xxx,xx t

Отчетеното количество отделени емисии (Qe) в размер на xxx xxx,xx 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 2023 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 2023 година подлежат на корекция след изтичането му.

Количеството изразходвано гориво се определя на база на търговски измервания, които включват и горивото, използвано за поддръжка на водогрейните котли на двете площадки на ЕВН ТР в горещ резерв в периодите когато водогрейните котли не са в работа.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | мярка | Площадка Север | Площадка Юг | Общо за ТР |
| Емитирани за 2-во пол. 2023 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| Емитирани за 1-во пол. 2024 | t | xx xxx | x xxx | xx xxx |
| Емитирани за периода 01.07.2023-30.06.2024 | t | xxx xxx | x xxx | xxx xxx |

Предварително разпределените безплатни квоти са 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 01.07.2023-30.06.2024 количество са приспаднати 50% от полагаемите и получените съгласно предварителното разпределение безплатни квоти за 2023 г.

(x xxx=xx xxx\*50%) съответстващи на 2-во полугодие на 2023 и 50% от очакваните за получаване съгласно предварителното разпределение безплатни квоти през 2024 г. (x xxx=xx xxx\*50%) съответстващи на 1-во полугодие на 2024

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | мярка | Площадка Север | Площадка Юг | Общо за ТР |
| емитирани за 2-во пол. 2023 | t | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | x xxx | x xxx | x xxx |
| за закупуване |  | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| емитирани за 1-во пол. 2024 | t | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| безплатни Q EUAs | t | x xxx | x xxx | x xxx |
| за закупуване |  | -xx xxx | -x xxx | -xx xxx |
| за закупуване за периода 01.07.2023-30.06.2024 | t | xxx xxx | x xxx | xxx xxx |

Данните за вложените горива са на база **отчет** за периода 01.07.2023 – 28.02.2024 и **прогноза** за периода 01.03.2024-30.06.2024 г.

Прогнозната цена на въглеродните емисии (**Цпе**) е xx.xxевро/t и е определена съгласно т.13 от Общия подход на Решение Ц-12 от 01.07.2023

Отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период (**ЦII**) е xx.xx евро/t. Цената 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 01.07.2023 – 18.03.2024

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 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 01.07.2022-30.06.2023

* Калкулация на корекцията по природен газ за период 01.07.2022 – 30.06.2023

Qg (2022/23) – xxx xxx MWh – отчетеното количество природен газ е формирано на база отчет за периода 01.07.2023 – 30.06.2024

Цпг(2022/23) –xxx.xx лв./MWh

ЦI(2022/23) – 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).

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | месец | 07/2022 | 08/2022 | 09/2022 | 10/2022 | 11/2022 |
| **Qg** | MWh | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx |
| **Цпг** | BGN/MWh | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx |
| **Цп** | BGN/MWh | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx |
| надвзет/недовзет приход от природен газ | хил.лв | -x xxx,xx | -x xxx,xx | -xx xxx,xx | -x xxx,xx | -xxx,xx |
| **Цбг** | **BGN/MWh** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** |
|  | |  |  |  |  |  |
| **Цпl** | BGN/MWh | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 12/2022 | 01/2023 | 02/2023 | 03/2023 | 04/2023 | 05/2023 | 06/2023 | **Общо:** |
| xxx xxx | xxx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | xx xxx | **xxx xxx,xx** |
| xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | **xxx,xx** |
| xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xxx,xx** |
| -x xxx,xx | -x xxx,xx | -xxx,xx | xxx,xx | x xxx,xx | x xxx,xx | x xxx,xx | **-xx xxx** |
| **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xxx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xx,xx** | **xxx,xx** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xxx,xx | xx,xx | xx,xx | xx,xx | **xxx,xx** |

С решение Ц-12 от 01.07.2023 за периода 01.07.2022-30.06.2023 е калкулирана корекция по природен газ в размер на -xx xxx хил. лв.

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 -xx xxx – (-xx xxx) = -xx хил. лв.

* Калкулация на корекцията по въглеродни емисии за период 01.07.2022 – 30.06.2023

Qe(2022/23) – xxx xxx t

Отчетеното количество отделени емисии (Qe) в размер на 141 443 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 01.07.2023-30.06.2023 количество са приспаднати 50% от полагаемите и получените съгласно предварителното разпределение безплатни квоти за 2022 г. (x xxxt = xx xxxt\*50%)) съответстващи на 2-ро полугодие на 2022 и 50 % от предвидените да бъдат получени през 2023 (съгласно предварителното разпределение безплатни емисии за 2023) (x xxxt = xx xxxt\*50%) съответстващи на 1-во полугодие на 2023.

Прогнозната цена на въглеродните емисии (**Цпе**) е xx,xx евро/t и е определена съгласно т.13 от Общия подход на Решение Ц-18 от 01.07.2022

Отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период (**ЦII**) е xx,xx евро/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>

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 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,xx |

С решение Ц-12 от 01.07.2023 за периода 01.07.2023-30.06.2024 е калкулирана корекция по въглеродни емисии в размер на x xxx,xx хил. лв.

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 = xx,xx хил. лв.

Pt-1 = -xx+xx= x,x 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-xx,xx)/1000 +xxx xxx\*(xxx,xx-xxx,xx)/1000 -x,x = xx xxx хил. лв.

Нt = -xx xxx лв.

В съответствие с т.14 от общия подход на Ценово решение Ц-12 от 01.07.2023 тези корекции на необходимите годишни приходи са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

С Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 5 от 2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (ДВ, брой: 47 от 2020, в сила от 22.5.2020 г.) в чл.8 са създадени алинеи 8, 9, 10, 11. Създаването на алинеи 10 и 11 е продиктувано от необходимостта да бъдат коригирани естествените разлики между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ и разходите за квоти за въглеродни емисии. С оглед на голямата волатилност на енергийния пазар такива разлики неизменно възникват. Същото обаче трябва да се има предвид и за пазарната цена на електрическата енергия. Свидетели сме, как през последните години тя претърпя съществени промени. Също така трябва да се отбележи, че трендовете на нейното развитие, макар и в различна степен, са сходни с тези на развитието на цената на природния газ, което още веднъж показва, че можем да очакваме сходни ефекти касаещи разликите между прогноза и отчет. С оглед на факта, че прогнозната цена на електрическата енергия играе съществена роля в ценообразуването, а именно като референтна при определянето на премията за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство (чл. 24б от Наредба № 1), разликите между прогнозните стойности и реално отчетените биха могли да доведат до значителни отклонения между одобрените необходими приходи и реално постигнатите резултати на топлофикационните дружества, което от своя страна би могло да застраши, както финансовото им състояние, така и качеството и сигурността на предоставяните услуги. Считаме, че е редно аналогично с предвидените корекции за природен газ и квоти за въглеродни емисии при определянето на цените да бъде включена корекция при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените пазарни цени на електрическата енергия.

# Предложение за тарифна структура на цени в сила от 01.07.2024 г.:

При подготовката на заявлението за цени за нов регулаторен период „ЕВН България Топлофикация” ЕАД представя справки от №1 до №9 съгласно Указанията на КЕВР приети с протоколно Решение № 95 от 25.05.2015 г. 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"

Доминик Ярмер Жанет Стойчева

Председател на СД Заместник-председател на СД

Дата: 28.03.2024г.