Вх. №……/…….2021 г.

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД
от
дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и
дирекция „Правна“

Относно: Извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2021 г.

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

Основните принципи на ценово регулиране са заложени в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените, редът за определяне на премиите, методиката за определяне на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод, при който Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на Комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

По смисъла на §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ „регулаторен преглед“ означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед, при прилагане на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., считано от 01.07.2020 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **35 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-2 от 15.03.2021 г. (Писмото) на 39 дружества от сектор „Топлоенергетика“ е указано до 01.04.2020 г. да подадат заявления в КЕВР за утвърждаване на цените на енергия, като представят:

I. Отчетни данни, в т.ч.:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани разходи за ремонт за регулираната дейност, представени по позиции и стойност с обосновка, че така представените разходи нямат инвестиционен характер и отчет и анализ на извършените инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2020 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh, в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

6. Цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2020 г. – 31.03.2021 г. и прогноза за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.

****Дружествата с основно гориво природен газ следва да представят разходо-оправдателни документи помесечно за закупуването му, както и за закупените общо количества емисии CO_2 за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (с прогноза за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.)**

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2019 г., 2020 г. и ценовия период 01.07.2020-30.06.2021 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и № 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

На дружествата е указано в приложената информация към годишния финансов отчет да представят допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90 от 03.08.2006 г. на ДКЕВР. На основание чл. 37, ал. 3 от ЗЕ енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, следва да представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

9. Копие от действащите договори за кредит със срок на погасяване по-дълъг от една година и договорите за финансов лизинг, отнасящи се за лицензионните дейности.

10. Количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO_2) за 2020 г. и за ценовия период 01.07.2020-30.06.2021 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии CO_2. Копие на верифицирани доклади на Изпълнителна агенция по околна среда за 2020 г. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г., като се включат прогнозни данни за периода 01.04.2021 г. – 30.06.2021 г.

11. В изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ допълнителна справка за предходните три календарни години от производители, които не осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови потребители или не използват 100 на сто произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция и чиито общи годишни приходи са над 5 000 000 лв. и приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, съгласно одитираните годишни финансови отчети;

12. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1;

13. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

1. Прогнозната информация се изготвя и представя в съответствие с Указания-НВ, публикувани на интернет страницата на КЕВР, по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh, в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите, е към 31.12.2020 г. и в съответствие с Раздел II на Указания-НВ.

4. Дружествата представят на Комисията писмени обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност.

5. Договори за продажба на електрическа енергия за 2021 г., с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите).

6. Копие на всички действащи договори за доставка на природен газ, въглища, течни горива, биогорива и др., с всички приложения към тях.

7. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаване на заявлението в КЕВР.

8. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество квоти за емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. и справка за количеството безплатни емисии CO_2 (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период.

9. Копие на действащо комплексно разрешително, ако такова се изисква по Закона за опазване на околната среда.

10. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

На дружествата е указано изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2020 г., с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

2. Прогнозни ценови параметри:

- природен газ – прогнозна индивидуална цена на природен газ за съответното дружество съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. - в лв./MWh и в лв./knm^3;
- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2021 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

В ценовите справки се включват само горивата, посочени в комплексното разрешително или определени с решение на МОСВ за използването им.

3. Прогнозен курс на долара – валутен курс на БНБ, валиден към датата на подаване на заявлението;

4. Прогнозна пазарна цена на електрическа енергия - определената от КЕВР с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO_2 – 40 евро/t.

Допълнително с писмо с изх. № Е-14-00-5 от 11.05.2021 г. от 12 топлофикационни дружества е поискано да представят обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С оглед осъществяване на правомощията на КЕВР по ценовото регулиране, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му, и във връзка с подадените от дружествата от

сектор „Топлоенергетика“ заявления за утвърждаване на цени на енергия, работната група, създадена със Заповед № З-Е-65 от 05.04.2021 г., изменена със Заповед № З-Е-72 от 12.04.2021 г. на Председателя на КЕВР, извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ. След представяне от заявителите на необходимата информация е извършено проучване на данните и документите, съдържащи се в заявленията и приложенията към тях.

Основните цели на извършения в КЕВР регулаторен преглед са свързани с установяването на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаването на прогнозните данни за новия регулаторен период.

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и отчетените действителни параметри, постигнати след изтичане на прогнозния период, с цел да се установят отклоненията между тях и да се направи анализ на причините за тези отклонения.

2. Да се сравни нивото на утвърдената норма на възвръщаемост на собствения капитал, като елемент на действащите цени с действително постигнатата норма на възвръщаемост на собствения капитал, като се установят отклоненията и анализират причините за тях.

3. Да се оцени и сравни постигнатото общо финансово - икономическо състояние на дружествата към края на 2020 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ на база представените годишни финансови отчети

С писмо с изх. № Е-14-00-2 от 15.03.2021 г. на Комисията от дружествата е изискано следното:

- одитирани годишни финансови отчети за 2020 г., с всички пояснителни приложения, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността;
- допълнителни справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането;
- одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ от енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит.

На база представената информация е извършен анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние на топлофикационните дружества и централите с промишлен товар (заводски централи).

Анализ и оценка на общото финансово състояние към 31.12.2020 г. са направени на следните дружества:

1. Топлофикационни дружества:

1. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД
2. „Топлофикация Плевен“ АД
3. „Топлофикация Русе“ АД
4. „Топлофикация Перник“ АД
5. „Топлофикация Враца“ ЕАД
6. „Топлофикация ВТ“ АД
7. „Топлофикация Бургас“ АД
8. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД
9. „Топлофикация Разград“ АД
10. „Топлофикация Сливен“ ЕАД
11. „Топлофикация Габрово“ ЕАД

12. „Юлико Евротрейд“ ЕООД

2. Дружества с топлинен товар за небитови нужди:

1. „Когрийн“ ООД
2. „Белла България“ АД
3. „Алт Ко“ АД
4. „Солвей Соди“ АД
5. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД
6. „Декотекс“ АД
7. ЧЗП „Румяна Величкова“
8. „МБАЛ-Търговище“ АД
9. „Енергиен център Зебра“ ЕООД
10. „Инертстрой – Калето“ АД
11. „Оранжерии Петров дол“ ООД
12. „Овердрайв“ АД
13. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД
14. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД
15. „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерии 500 дка“
16. „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерии 200 дка“
17. УМБАЛ „проф д-р Стоян Киркович“ АД

С приетия Закон за изменение и допълнение на Закона за данък върху добавената стойност (ЗИДЗДДС), публикуван в ДВ, бр. 104 от 08.12.2020 г., са направени промени в Закона за счетоводството, в сила от 01.01.2021 г. С измененията са определени нови срокове за публикуване на годишните финансови отчети за 2020 г. Във връзка с променения срок за подаване на годишните данъчни декларации по ЗКПО се удължават и сроковете за публикуване на годишните финансови отчети до 30 септември на следващата година (чл. 38, ал. 1 от Закона за счетоводството). В съответствие с изменените срокове за деклариране на корпоративен данък и публикуване на годишните финансови отчети е променен чл. 245 от Търговския закон – 30 юни е новият срок за съставяне на годишен финансов отчет и годишен доклад за дейността и представяне на избраните регистрирани одитори.

В тази връзка не всички дружества са представили годишни финансови отчети към датата на подаване на заявленията за утвърждаване на цени за новия ценови период, поради което не на всички дружества е направен финансов анализ.

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2020 г.

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества, реализирали печалба от дейността:

- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД 5 004 хил. лв.
- „Топлофикация Русе“ АД 5 321 хил. лв.
- „Юлико Евротрейд“ ЕООД 23 хил. лв.
- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД 573 хил. лв.

1.2. Топлофикационни дружества, отчели загуба от дейността си:

- „Топлофикация ВТ“ АД 2 420 хил. лв.
- „Топлофикация Разград“ АД 210 хил. лв.
- „Топлофикация Плевен“ АД 6 353 хил. лв.
- „Топлофикация Габрово“ ЕАД 849 хил. лв.
- „Топлофикация Бургас“ АД 1 073 хил. лв.
- „Топлофикация Перник“ АД 905 хил. лв.
- „Топлофикация Враца“ ЕАД 379 хил. лв.
- „Топлофикация Сливен“ ЕАД 4 626 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Топлофикация Разград“ АД; „Топлофикация Перник“ АД; „Топлофикация Габрово“ ЕАД и „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

2. Дружествата, които влошават финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация Плевен“ АД; „Топлофикация Бургас“ АД; „Топлофикация Русе“ АД; Топлофикация Враца“ ЕАД; „Топлофикация ВТ“ АД; „Юлико Евротрейд“ ЕООД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД.

2. ***Централи с топлинен товар за небитови нужди***

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Алт Ко“ АД: 834 хил. лв.
- ЧЗП „Румяна Величкова“ 450 хил. лв.
- „Инертстрой-Калето“ АД 1 488 хил. лв.
- „Когрийн“ ООД 1 283 хил. лв.
- „Декотекс“ АД 1 005 хил. лв.
- „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД 1 721 хил. лв.
- „Оранжерии Петров дол“ ООД 79 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел II“ ЕООД 410 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел“ АД, „ТЕЦ Оранжерии 500 дка“ 612 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел“ АД, „ТЕЦ Оранжерии 200 дка“ 724 хил. лв.
- „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД 499 хил. лв.
- „Солвей Соди“ АД 189 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

- „МБАЛ-Търговище“ АД 207 хил. лв.
- „Енергиен център Зебра“ ЕООД 347 хил. лв.
- “Белла България“ АД 685 хил. лв.
- „Овердрайв“ АД 108 хил. лв.
- УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД 22 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД; „Декотекс“ АД; „Алт Ко“ АД; „Енергиен център Зебра“ ЕООД; „Оранжерии Петров дол“ ООД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Оранжерии Гимел II“ ЕООД; „Когрийн“ ООД; УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД; „МБАЛ-Търговище“ АД; „Белла България“ АД; „Солвей Соди“ АД и „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“.

2. Дружествата, които влошават финансовия резултат през 2020 г. спрямо предходната година, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „Инертстрой-Калето“ АД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 200“ дка.

По отношение на извършения анализ на финансовия показател „обща ликвидност“ (съотношение между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) по дружества от сектор „Топлоенергетика“ може да се направят следните изводи:

1. Топлофикационните дружествата, които са с добра обща ликвидност към края на 2020 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите задължения са: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация Бургас“ АД; „Топлофикация ВТ“ АД; „Топлофикация Русе“ АД; „Топлофикация Перник“ АД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД. Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което определя невъзможността със собствени оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

2. Заводски централи, които разполагат със свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения, са: „Когрийн“ ООД; „Солвей Соди“ АД; „Алт Ко“ АД; „Декотекс“ АД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Инертстрой – Калето“ АД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД; „Декотекс“ АД; „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ и „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерии 200 дка“, докато останалите, на които е направен регулаторен преглед, са с ниска обща ликвидност и не разполагат с достатъчно свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

Констатациите от извършения анализ на фактическите технико-икономически и финансови резултати на енергийните предприятия обуславят извода, че по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ са налице предпоставките за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цени на енергия за нов регулаторен период съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ.

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2021 г. при метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ в ценообразуващите справки са нанесени корекции при прилагане на следния общ подход:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. В общия случай прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2020 г., през отчетния ценови период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена програма през новия ценови период - например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и възможностите на клиентите да заплащат енергийните продукти. В тази връзка, поради драстичното повишаване към момента на цената на емисиите за въглероден диоксид с над 100%, както и на цената на основното гориво на международните пазари с над 30%, дружествата следва да прецизират, реорганизират и приоритизират разходите си, респективно да търсят възможности за тяхното отлагане във времето с цел запазване на клиентите си на услугата. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са допълнително намалени.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени 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. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот.

1.2. При разходите за ремонт е извършен анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през 2020 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в

позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2020 г. При наличие на мотивирани обосновки относно необходимостта от извършване на ремонтни дейности с оглед недопускане на рязко покачване на цените и запазване на възможността на клиентите за редовно заплащане на задълженията си, стойността на разхода е допуснато да превишава отчетната стойност с 10% до 15% от отчетната стойност през базисната година. За дружествата, при доказани и мотивирани обосновки за необходимост от извършване на основни ремонти при изчерпване на часовете пробег на завода - производител на оборудването е допуснато максимално повишение на разхода в рамките до 50% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски не са допускани увеличения на стойностите в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период. Задържането на повишението на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи с драстичното увеличение на разходите за емисии и цена на природния газ.

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества енергия;

1.5. Разходи, свързани с услугата „дялово разпределение“, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

1.6. Разходите за съдебни производства, в случай че са включени в утвърдените разходи, са коригирани с приходите от спечелените съдебни процеси, съобразно представената информация от дружествата.

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ. За регулаторни цели в РБА не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел III от Указания-НВ.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

НВСК = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия

3.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,2584% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретеглените ДЛП за последния 12-месечен период април 2020 г. – март 2021 г. по данни на Българската народна банка[1].

3.2. 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. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. 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. Съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, безлостовият β коефициент за 2021 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,55. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,55, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност.

Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на енергийните дружества и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент Стойността на лостовия β коефициент се определя по формулата:

βе=β x (1+(1-ДС)xДпк/Дск), където:

βе – стойност на лостовия β коефициент;

β – стойност на безлостовия β коефициент;

[1]https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/index.htm?FILTERSANDVALUES=%27FREQ=M%27&pageId=38&series=2&KEYFAMILY=LTIR&TRANSFORMATION=SDMX_VERTICAL

$Д_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;
ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;
$Д_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

3.3. 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 4,72% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,27%.

3.4. Цена 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 Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 1,55% за България.

$НВ_{СК}$ = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия
$НВ_{ПК}$ = Безрискова премия + Рейтингов корпоративен спред
НВ = Дск*НВск/(1-ДС) + Дпк*НВпк

4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията - собствени нужди и специфични разходни норми и др. При прогнозни режими на работа, които са немотивирано занижени или завишени като количества, в сравнение с отчетените такива през 2020 г. и с оглед на реалния топлинен товар, прогнозните производствени показатели са приведени до отчетените или коригирани частично в съответствие с тенденцията и реалните възможности за промяна.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2020 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2020 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.

6. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са на база отчетен период, съобразени с производствената, ремонтна и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите и реалните стойности на загубите, породени от намаленото потребление на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото

изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиенти на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

7. Корекции на количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите са направени въз основа на отчета на технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия.

8. За централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2020 г., периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи.

Предвид текущото запазване на действащата цена на лигнитните въглища на „Мини Марица изток" ЕАД за доставка на лигнитни въглища на централите от комплекса, както и анализ на текущите икономически условия в страната, е прието за икономически обосновано разходите на дружествата за покупка на въглища, доставяни от местните български мини, да бъдат изчислени по цени, не по-високи от отчетените на тон условно гориво.

Цената на биомасата се запазва на нива, не по-високи от отчетените на тон условно гориво стойности, с изключение на случаите на представени аргументирани обосновки, придружени с доказващи ги разходни документи, в случай на промяна.

9. Разходите за акцизи за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

11. Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.), на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия.

С оглед прилагане на горните разпоредби е взето предвид, че съгласно условията на

търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна и хъбова компонента.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са прогнозирани като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестващ периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени:

Газпром

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	448,97	499,93	510,74	512,48
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	376,28	420,29	429,16	430,62

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX), чиито стойности са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
TTF фючърси	€/MWh	19,939	20,844	21,277	17,359

Азербайджан

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.
Газьол със съдържание на сяра 1%	USD/t	426,51	488,80	512,06	513,42
Мазут със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	356,88	408,92	430,27	431,41

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговските договори, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, прогнозните цени по тримесечия, към които са прибавени цената за задължения към обществото и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 2,5% от средната покупна цена на природния газ са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.	Регулаторен период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	38,58	41,32	42,30	37,63	39,96

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **125,07 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от комисията количества горива. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер **47 евро/t CO_2**, която е действащата спот цена към

22.04.2021 г. на Европейската енергийна борса. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетената средна цена на емисии CO_2 за периода 01.07.2020 г. – 15.04.2021 г. - 30,97 евро/t.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е изчислено общото количество отделени емисии.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от **47 евро/t**.

14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 - ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$Ht = Qg * (Цпг - Ц^{I})t + Qe*(Цпе - Ц^{II})t \pm Pt-1$, където:

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

Qg - отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

Цпг - индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

$Ц^{I}$ - отчетената 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 - отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Цпе - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$Ц^{II}$ - отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P - разликата между прогнозните и отчетените 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.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ (Цп):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която обществеият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която обществеият доставчик продава природен 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 ($Цп^{I}$), изчислена по формулата:

$Цп^{I} = 0,5*(Цбг + Цп)$.

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби за всяко от дружествата при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи: топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „вид на използваното гориво“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата - дружествата с централи с гориво въглища.

В съответствие с гореизложеното са определени коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия, както следва:

1. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и с преобладаваща технология на производство с топлофикационни и противоналегателни турбини: „Топлофикация София“ ЕАД **- 0,5023** (стойността на референтната електрическа ефективност)**;**

2. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и съответната газоразпределителна мрежа и с преобладаваща технология на производство с газови турбини и газови двигатели: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация Плевен“ АД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация Враца“ ЕАД, „Топлофикация Разград“ АД, „Юлико Евротрейд“ ЕООД, „Топлофикация ВТ“ АД и „Овергаз мрежи“ АД **- 0,4;**

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **0,36;**

4. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в промишлеността (заводски централи), в здравеопазването и в селското стопанство независимо от вида на горивото – **индивидуалната стойност на електрическата ефективност за производство на електрическа енергия е от решенията на Комисията за издадените сертификати за произход на енергията и коригирана със загубите по електрическата мрежа и влиянието на климатичните условия, а именно:**

1. „Когрийн“ ООД - 0,4946
2. „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка - 0,4919
3. „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“ - 0,4914
4. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - 0,4945
5. „Инертстрой – Калето“ АД - 0,4932

6. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
7. ЧЗП „Румяна Величкова“ - 0,4952
8. „Алт Ко“ АД - 0,4691
9. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 0,2936
10. „Брикел” ЕАД - 0,3927
11. „Солвей Соди“ АД - 0,3927
12. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД - 0,3927
13. „Декотекс“ АД - 0,4889
14. „Енергиен център Зебра“ ЕООД - 0,49
15. „Белла България“ АД - 0,4910
16. Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,49
17. „Овердрайв“ АД - 0,4768
18. „МБАЛ-Търговище“ АД - 0,4966
19. „УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,5737
20. „Нова Пауър“ ЕООД -0,49
21. „Топлофикация Петрич“ ЕАД-0,4970

16. В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ. За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи, в съответствие с методиката за определяне на прогнозна пазарна цена, регламентирана в раздел III "а" от глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. На 31.03.2021 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД е проведен един търг за 20 MW, с период на доставка съвпадащ с първата половина на следващия регулаторен период, на който е постигната цена от 111,50 лв./MWh.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX .

Фючърсите за българския пазар за трето тримесечие на 2021 г. (Q3 2021) са на нива от 68,51 €/MWh (133,99 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2021 г. (Q4 2021) са на нива от 70,30 €/MWh (137,49 лв./MWh) или за второто полугодие на 2021 г. (H2 2021) цената следва да е около 69,41 €/MWh (135,74 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т.е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар за Q3 2021 са на нива от 68,96 €/MWh (134,87 лв./MWh), за Q4 2021 г. – 71,05 €/MWh (138,96 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,01 €/MWh (136,92 лв./MWh). За първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) и второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022), т. е. за първото полугодие на 2022 г. (H1 2022) липсват сделки.

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2021 са на нива от 69,11 €/MWh (135,17 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,30 €/MWh (139,45 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,21 €/MWh (137,31 лв./MWh), за Q1 2022 – 72,06 €/MWh (140,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 55,71 €/MWh (108,96 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 67,05 €/MWh (131,13 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX3 за Q3 2021 са на нива от 69,26 €/MWh (135,46 лв./MWh), за Q4 2021 – 71,54 €/MWh (139,92 лв./MWh) или за H2 2021 – в размер на 70,40 €/MWh (137,69 лв./MWh), за Q1 2022 – 71,55 €/MWh (139,94 лв./MWh), за Q2 2022 – 58,67 €/MWh (114,75 лв./MWh) или за H1 2022 – в размер на 65,11 €/MWh (127,34 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2021 г. и първо полугодие на 2022 г. са на нива около 65-67 €/MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2021 г. на регионалните пазари показва, че на платформата „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД средната цена е в диапазона от около 2-3 €/MWh по-ниска от тази на унгарския пазар, т. е. следва да е на нива около 63-64 €/MWh.

Основните движещи фактори за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, са икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на емисиите CO_2. Съвкупното влияние на тези два фактора се прехвърля освен върху спотовите пазари и върху останалите сегменти, тъй като пазарите са свързани. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер. Европейската система за търговия с емисии (ETS) е инструмент, създаден за стимулиране на декарбонизацията на икономиката, което предполага, че цените следва да са достатъчно високи, за да компенсират преминаването от въглища към зелена икономика. Това е предпоставка ръстът на цените на емисиите CO_2 да продължи, тъй като според повечето анализатори за постигане на целта от 55% намаление на емисиите от ЕС, цените на квотите следва да се повишат до 80 €/тон. Следва, обаче, да се отчете и спекулативният елемент в резкия ръст на ETS пазара. Все по-голям дял в търговията с въглеродни емисии придобиват финансови дружества, в т. ч. и водещи инвестиционни банки, като Goldman Sachs и Morgan Stanley, както и големи хедж фондове. През последната година делът на инвестиционните фондове, притежаващи фючърси, е нараснал почти два пъти, което тясно корелира с последните промени в цените. Инвеститорите диверсифицират портфейлите си с ETS фючърси предвид политическата подкрепа към този инструмент и възможностите на ЕК за намеса на този пазар чрез ограничаване на предлагането. Но следва да се отчете и фактът, че европейската търговия с емисии е политически проект, от който инвеститорите сравнително бързо могат да пренасочат инвестициите си при бичи растеж на капиталовите пазари. В тази връзка може да се направи извод, че пазарите са отчели в цените на фючърсите горните фактори, но отчитайки спекулативния елемент през последната година и прилагайки консервативен подход, прогнозната пазарна цена за следващия регулаторен период следва да се редуцира с допълнителни 3-4 €/MWh до около 60 €/MWh или 119 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е определена в размер на 119,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Енергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители,

електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2019 г., въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от симулацията за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са, както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,84 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,05104
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	119,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	125,07 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 125,07 лв./MWh.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-16 от 07.04.2021 г. „Топлофикация София“ ЕАД е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информация по I.8 от Писмото и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,32 лв./MWh
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 222,42 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 91,49 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на природен газ – 362,90 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,09 лв./t;

- цена на газьол – 2 025,28 лв./t.

Обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.:

<u>Отчетни данни:</u>

- ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на дружеството за 2021 г. е изготвена при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението ѝ е резултат от индивидуалното поведение на потребителите при консумиране на топлинната енергия, както и влиянието на климатичните фактори. Топлинната енергия за разпределение, консумирана от клиентите през базовата 2020 г. е в размер на 3 694 785 MWh и е с 5,4% повече спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2020 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 880 533 MWh, като увеличението от около 2,6% се дължи на технологичните разходи от изтичане на топлоносител, технологичните разходи от топлообмен на топлопреносната мрежа (ТПМ) и технологичните разходи от топлообмен на абонатните станции (АС).

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса.

През отчетната 2020 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени 4 658 401 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 4,8% повече от планираното. Причина за по-високото производство и съответно продажба на топлинна енергия са климатичните фактори, определящи потреблението на топлинна енергия.

- ***Производство на електрическа енергия***

През 2020 г. са произведени 959 591 MWh електрическа енергия, което е с 0,6% повече от прогнозираните в предходния ценови модел.

- ***Специфичен разход на условно гориво***

Не се наблюдава съществено изменение на отчетените специфичните разходи на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия спрямо отчетените през предходните години. Те зависят от техническото състояние на съоръженията и комбинацията на работещите основни и спомагателни съоръжения за разгледания период.

<u>Прогнозни данни:</u>

<u>Продажба на топлинна енергия</u>

При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия за новия ценови период са 3 760 034 MWh съответно 0,6% по-големи от тези през 2020 г., което се дължи на следните предпоставки:

- *Въпреки нарастващия брой клиенти, продадената топлинна енергия нараства с по-малки стойности, поради мерките за енергийна ефективност, предприети при крайните клиенти.*
- *Климатичният фактор оказва основно влияние върху количествата продадена топлинна енергия – Денградусите през 2020 г. са 2 542,3. Това е с около 12,33% по-малко от изчислителните денградуси за град София съответно 2 900. Графично е илюстрирано изменението им по години и месеци. Продължителността на отоплителния сезон е приета 183 дни.*

<u>Производствена програма за периода 01.07.2021 г. ÷ 30.06.2022 г.</u>

Произведената електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определено на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени

нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години.

Производство на топлинна енергия

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 733 701 MWh, което е с 1,6% по-голямо от произведеното през базовата 2020 г., по този начин се отчита очакваното увеличение на присъединен топлинен товар и очаквано изменение на климатичните фактори през следващия период.

- ***технологични разходи при преноса на топлинната енергия** – относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,02%. Относителният дял през базовата година е съответно 19,25%, като за новия ценови период е с 0,23% по-малък.*
- *В таблицата по-долу е представена промяната в относителните дялове на технологичните разходи по преноса по видове и продадената топлинна енергия за последните три години и за новия ценови период от общата отпусната топлинна енергия от топлоизточниците;*

	2018	*2019*	*2020*	*2021 – 2022 Ценови период*
Пропуски	*4,71 %*	*5,41 %*	*5,42 %*	*4,19 %*
Топлоотдаване в АС	*0,86 %*	*0,93 %*	*0,90 %*	*0,87 %*
Топлоотдаване в ТПМ	*13,65 %*	*14,53 %*	*13,83 %*	*13,95 %*
Продадена ТЕ и с. н.	*80,78 %*	*79,13 %*	*79,85 %*	*80,99%*

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в АС е прогнозиран в размер на 0,87% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите се запазва, отчитайки също ефекта на подмяна на старите АС на небитовите потребители. Запазва се делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва:

- *194 629 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;*
- *647 794 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;*
- *40 505 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.*

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство

Прогнозираната топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 90 739 MWh, което представлява около 1,92% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

	2018 г.	***2019 г.***	***2020 г.***	***2021 – 2022 г. ценови период***
Собствени нужди	*1,58 %*	*1,74 %*	*1,78 %*	*1,92 %*
Технологични разходи	*19,22 %*	*20,51 %*	*19,25 %*	*19,02 %*
Продадена ТЕ	*79,2 %*	*77,75 %*	*78,97 %*	*79,06%*

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продадената топлинна енергия с 1,77%, и съответно увеличение на произведената топлинна енергия с 1,61%. Най-голяма роля за промяната на продадената топлинна енергия има присъединяването на нови клиенти и влиянието на климатичните фактори върху консумацията.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период се предвижда производството на електрическа енергия да бъде в размер 964 036 MWh, която ще бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин за производство на електрическа и топлинна енергия, в съответствие с Наредба РД 16-267 на Министъра на енергетиката. Това количество е с 0,46% повече спрямо произведеното през 2020 г. в размер на 959 591 MWh.

Планираната за реализация енергия е 794 176 MWh, което представлява увеличение с

0,44% спрямо отчетената през 2020 г. в размер на 790 660 MWh. Прогнозната стойност е прогнозирана на база с очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, вследствие присъединяване на нови потребители, промяна на топлинните характеристики на сградния фонд.

Топлинни мощности

При прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

Горива за производство

Необходимото гориво за производство през новия ценови период възлиза на 684 385,248 knm^3 природен газ. Количествата са формирани на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Коефициентът на ефективност на производството на електрическа енергия е приет 0,5022 в съответствие с определения в Решение № Ц-28 от 1.07.2020 г. на КЕВР за „Топлофикация София“ ЕАД.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,58%, която е с около 1,93% по-ниска спрямо постигнатата през базовата година. Прогнозната стойност е определена, като представителна за разгледан по-дълъг период.

Специфични разходи на условно гориво

Планираните специфични разходи на условно гориво за новия ценови период са, както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 133,34 kg/MWh, формиран за дружеството и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 190,02 g/kWh. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от подбора, вида и състоянието на съоръженията в работа и режимите, в които се експлоатират избраните съоръжения.

Купена електрическа енергия

Количеството закупена електрическа енергия е планирана, като се запазва нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че купената електрическа енергия е в пряка връзка с дебитите на топлоносител в топлопреносната мрежа и вътрешните инсталации за отопление на битовите потребители, които са в пряка връзка с климатичните условия през отоплителния сезон. Планирането е направено на база приетата прогнозна продължителност на отоплителния сезон от 174 дни.

1. Признати годишни разходи за дейността за регулаторен период от 01.07.2021 – 30.06.2022 г.

Планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през 2020 г. Завишение е допускано при наличието на обективни причини като: покачване на цени на суровини и материали, изпълнение на нормативни изисквания, промяна в договорни отношения с доставчици на стоки и услуги и др.

1.1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за регулаторния период е 133 616 хил. лв. или с около 3% повече спрямо отчетения през 2020 г.

Подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до изменението им спрямо базисния период:

Разходи за амортизация

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността на дружеството – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се

прилага линеен метод на амортизация.

Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 30 310 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база отчета за 2020 г. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно към топлинната енергия, амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двете ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 70,1% за топлинна енергия и 29,9% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 64,7% за топлинна енергия и 35,3% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната работа на дружеството, се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена.

Разходи за ремонт

Планирането на разходите за ремонти за периода 2021 - 2022 г. е извършено след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност 5 064 хил. лв. и формират 1,0% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за новия ценови период. Включват предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизочниците, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 3 057 хил. лв., разпределени както следва:

- *1 448 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия на стойност 690 хил. лв., както и част от разходите за ремонти в двете ТЕЦ, разпределени на база съотношението между ДМА за комбинирано и ДМА за разделно производство в Справка „РБА“ на стойност 758 хил. лв.;*
- *226 хил. лв. са разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и делът на ДМА за производство на електрическа енергия в Справка „РБА“;*
- *разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта са на стойност 1 383 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;*

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 2 007 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори; отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

Представени са подробни справки по топлорайони за изпълнените и планираните разходи за ремонт за регулирана дейност, представени по позиции и стойности. В така представените разходи не фигурират разходи с инвестиционен характер.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки

Общият размер на планираните за новия регулаторен период са на стойност 76 632 хил. лв., от които 52 474 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 24 158 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи.

Като част от цялостната политика по управление на човешките ресурси и в съответствие с препоръките от КЕВР в последните решенията за утвърждаване на цени, през 2020 г. беше реализирана значителна оптимизация на персонала в дружеството, в резултат на която през годината общата численост на заетите беше намалена със 121 души (-5,1%) спрямо 2019 г., а щатните бройки намаляват със 152 броя. (-6,1%).

Същевременно дружеството изпитва все по-големи затруднения за намиране на квалифицирани специалисти с техническо образование, като в тази насока, освен задължителното предлагане на по-конкурентни възнаграждения, се работи в сътрудничество със средните и висши учебни заведения за осигуряване на квалифицирани кадри в бъдеще. Към 31.12.2020 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 1 710 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2020 г. е 2 107 лв. или с близо 23% по-висока.

През последните години ръководството прилага целенасочена политиката по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за оптимизация на персонала чрез модернизация на бизнес процесите, като същевременно се осъществява устойчиво и плавно нарастване на възнагражденията, за да бъде компанията привлекателно работно място за квалифицирани млади специалисти.

Анализът показва, че през последните три регулаторни периода признатите разходи за персонал са с 30 217 хил. лв. по-малко спрямо реално отчетените от дружеството за последните три календарни години.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност е 22 134 хил. лв., като планирането им е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част, в резултат на което се предвижда намаление с 3,7% спрямо отчетените през 2020 г. В състава им, съгласно указанията на Комисията, не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството.

1.2. Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за новия ценови период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата за производство, емисиите и останалите суровини. Общият размер на променливите разходи е 376 549 хил. лв.

Разходите за природен газ са на стойност 248 361 хил. лв. и представляват 49% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Изчислени са при среднопретеглена цена от 34,49 лв./MWh (362,90 лв./knm³), в т.ч.:

- *31,76 лв./MWh (334,12 лв./knm³) – прогнозна индивидуална цена за дружеството съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., съгласно указанията на КЕВР в Писмото;*
- *0,65 лв./MWh (6,83 лв./knm³) - цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2020 г. - 30.09.2021 г.;*
- *2,09 лв./MWh (21,95 лв./knm³) - среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.*

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 10 339 хил. лв., изчислени при акцизна топлина на горивото от 17 231 528 GJ и акцизна ставка в размер на 0,6 лв./GJ.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са прогнозирани в размер на 101 627 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 40,00 евро/t и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор по данни на НСИ за 2020 г. - 55,5390 t CO_2/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 299 028 t. Дружеството

е приложило подробна справка за прогнозните количества генерирани емисии за новия ценови период и попълнени формуляри за докладване на годишните емисии за всяка от инсталациите.

За новия ценовия период „Топлофикация София“ ЕАД не разполага с безплатни квоти за разпределение. При регулаторния преглед за определяне на цените за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. КЕВР е приспаднала пълния размер на безплатните квоти, полагащи се на дружеството по Европейската схема за търговия е емисии (ЕСТЕ) за 2019 и 2020 г., съответно 388 577 t и 307 650 t, както и безплатните квоти, полагащи се по Националния план за инвестиции (НПИ) за 2019 г. в размер на 25 815 t, с което е бил изчерпан пълният размер на полагащите се безплатни квоти на дружеството за третия период на ЕСТЕ.

Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са планирани изцяло на нивото на отчетените през базисния период и спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

2. Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода новия ценови период е в размер на 401 799 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, АС, измервателни устройства и др.)

В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не е включена извършената преоценката на ДМА към 31.12.2019 г. В РБА не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 53 693 хил. лв.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 59 982 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответната енергия / метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

3. Норма на възвращаемост

Общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2021 - 2022 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 5,25%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. Съгласно разпоредбите на т. 34 от Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с „Българска банка за развитие“ АД.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,90% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,28% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 30,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ, с 44,73% и разходите заплати и възнаграждения с 35,64%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 23,62%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 - Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	4 669 394	4 575 318	4 417 567	4 642 962	225 395	5,10%	-26 432	-0,57%
1.1.	гореща вода	MWh	4 669 394	4 575 318	4 417 567	4 642 962	225 395	5,10%	-26 432	-0,57%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	81 750	83 083	79 468	90 739	11 271	14,18%	8 989	11,00%
2.1.	гореща вода	MWh	6 423	6 388	6 288	12 735	6 447	102,53%	6 313	98,29%
2.2.	пара	MWh	75 328	76 695	73 180	78 004	4 824	6,59%	2 676	3,55%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,72%	1,78%	1,77%	1,92%	0	8,47%	0	11,40%
3.1.	гореща вода	%	0,14%	0,14%	0,14%	0,27%	0	92,44%	0	99,15%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	4 751 145	4 658 401	4 497 035	4 733 701	236 666	5,26%	-17 443	-0,37%
4.1.	гореща вода	MWh	4 675 817	4 581 706	4 423 855	4 655 697	231 842	5,24%	-20 120	-0,43%
4.2.	пара	MWh	75 328	76 695	73 180	78 004	4 824	6,59%	2 676	3,55%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	1 761 682	1 687 932	1 527 716	1 970 661	442 945	28,99%	208 980	11,86%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	12 198	24 751	25 378	30 368	4 990	19,66%	18 170	148,96%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	953 780	959 591	977 657	964 036	-13 621	-1,39%	10 256	1,08%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	160 555	168 931	168 109	169 860	1 751	1,04%	9 305	5,80%
		%	16,83%	17,60%	17,20%	17,62%	0	2,47%	0	4,67%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	793 225	790 660	809 547	794 176	-15 371	-1,90%	951	0,12%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	793 225	790 660	809 547	794 176	-15 371	-1,90%	951	0,12%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	6 312 289	6 345 205	6 224 213	6 530 320	306 107	4,92%	218 031	3,45%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	4 439 175	4 552 330	4 489 668	4 403 318	-86 350	-1,92%	-35 857	-0,81%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	1 873 113	1 792 875	1 734 545	2 127 002	392 457	22,63%	253 888	13,55%
9	ОБЩА ефективност	%	86,71%	83,96%	85,58%	81,89%	0	-4,31%	0	-5,56%
10	Топлинна ефективност	%	65,23%	62,88%	63,80%	60,00%	0	-5,96%	0	-8,01%
11	Електрическа ефективност	%	21,49%	21,08%	21,78%	21,89%	0	0,54%	0	1,90%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	94,70%	95,53%	89,54%	94,08%	0	5,07%	0	-0,66%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	203	201	195	190	-5	-2,72%	-13	-6,58%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	126	123	126	129	4	2,97%	4	2,87%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	3 787 998	3 694 785	3 537 995	3 760 034	222 038	6,28%	-27 964	-0,74%
10.1.	гореща вода	MWh	3 787 998	3 694 785	3 537 995	3 760 034	222 038	6,28%	-27 964	-0,74%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	881 396	880 533	879 572	882 928	3 356	0,38%	1 532	0,17%
		%	18,88%	19,25%	19,91%	19,02%	0	-4,49%	0	0,74%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	881 396	880 533	879 572	882 928	3 356	0,38%	1 532	0,17%
		%	18,88%	19,25%	19,91%	19,02%	0	-4,49%	0	0,74%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	102 532	130 838	130 373	134 141	3 767	2,89%	31 609	30,83%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	25 403	31 308	30 814	30 310	-504	-1,63%	4 907	19,32%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4 002	5 522	5 256	5 064	-192	-3,66%	1 062	26,54%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	38 687	48 003	49 967	52 474	2 507	5,02%	13 787	35,64%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	19 147	23 026	22 104	24 158	2 055	9,30%	5 011	26,17%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	9 262	11 161	11 636	12 172	536	4,61%	2 910	31,41%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	9 885	11 865	10 468	11 987	1 519	14,51%	2 102	21,26%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	15 293	22 979	22 232	22 134	-98	-0,44%	6 841	44,73%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	14 702	16 132	15 822	15 833	12	0,07%	1 131	7,69%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	363,86	337,12	334,14	362,90	29	8,61%	-1	-0,26%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 002	5 522	5 256	5 064	-192	-3,66%	1 062	26,54%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 254	1 824	1 878	3 057	1 179	62,80%	1 803	143,78%
I.2.	по преноса	хил. лв.	2 748	3 697	3 379	2 007	-1 372	-40,60%	-741	-26,97%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	159 821	20 727	49 382	122 077	72 695	147,21%	-37 744	-23,62%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	113 208	8 805	30 212	91 064	60 852	201,42%	-22 144	-19,56%
II.2.	по преноса	хил. лв.	46 613	11 923	19 170	31 013	11 843	61,78%	-15 600	-33,47%

<u>На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като не е представило годишен финансов отчет за 2020 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.</u>

<u>Образуване на цените</u>

1. В Справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 16 251 хил. лв. на 10 496 хил. лв. или с 5 755 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 52 474 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 16 949 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г. при отчетена стойност на разхода в размер на 48 003 хил. лв. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 46 712 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 11 187 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г. в размер на 32 296 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход и съответното повишение на средната работна заплата в страната. Корекцията на този разход от страна на регулатора цели преструктуриране и оптимизиране на разходите за персонал.

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 24 158 хил. лв. на 18 408 хил. лв. или с 5 750 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 199,73 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 101 627 хил. лв. на 117 126 хил. лв. или с 15 499 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 274 160 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Данните са показани в следващата таблица:

Показател	Димeнсия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Тф София	669 835,00	0,00	69,41	0,00	
емитирани CO_2, t	1 273 944,1	0,0	215,9	0,0	**1 274 160,1**

Прогнозни емисии CO_2 – 1 274 160 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 91,92 лв./t **X** 1 274 160 т **= 117 126 хил. лв.**

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **669 835 knm^3 природен газ** и **69,41 t газьол**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,25% на 4,25% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 461 530 knm^3 на 450 980 knm^3 с 10 550 knm^3, в резултат от корекция на общата ефективност от 82,58% на 84,51% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 882 928 MWh (17,93%) на 522 928 MWh (11,26%) или с 360 000 MWh до достигане на стойността на вече постигани от дружеството загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,97 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 3,34+0,63 =3,97 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 44,94 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

	Q1	Q2	Q3	Q4	
	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	251 384	242 259	253 138	387 996	828 577	980 595	1 129 706	924 226	876 569	470 204	292 135	267 446	**6 904 236**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,72**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,76	31,76	31,76	**27,73**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	998,00	1 065,94	154,41	2 064,14	1 516,30	2 294,59	8 099,99	3 428,88	4 786,07	1 093,23	18,99	780,94	**26 301**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,09**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,43	-5,95	-0,24	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,48	34,74	31,88	**27,91**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	t	**1 247 116**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-11 186,63**

$$Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = \mathbf{15\ 114,84}$$

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 238,85 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 227,29 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,22 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 93,79 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 90,97 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 566 924 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 549 592 хил. лв., от които условно-постоянни – 128 846 хил. лв. и променливи – 420 746 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 407 446 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 794 176 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 120 034 MWh

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

С писмо с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Допълнително е представено следното:

1. Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.;
2. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към 04.01.2021 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,81 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 106,81 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 106,81 лв./MWh;
- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 192,96 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 358,16 лв./knm^3, без ДДС.

Обосновката на дружеството на всички ценообразуващи параметри е следната:

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

Планирането на количествата топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса ѝ, 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 316 675 MWh.

Продажбите на топлинна енергия през 2020 г. са по-малки от очакваните поради:

- *извънредната обстановка, в която държавата се намира от м. март 2020 г. до настоящия момент поради обявена пандемия;*
- *намалялата икономическа активност заради наложени със заповеди на Министъра на здравеопазването временни частични или пълни забрани за функционирането бюджетни и небитови клиенти;*
- *проведени ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, наложили временно изключване на клиенти*

Въпреки икономическите затруднения, за гр. Пловдив се запазва тенденцията новопостроените и новоприсъединени сгради да се изпълняват според съвременните норми за енергийна ефективност, което е причина да се очаква, че делът на централизирано топлоснабдените топлизолирани сгради ще нараства.

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

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

През 2020 г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е 17 698 MWh.

За ценовия период топлинната енергия за собствени нужди е планирана в размер на 10 580 MWh.

Спрямо 2020 г. планираните собствени нужди са по-малко със 7 118 MWh въз основа на предвиденото натоварване основно на инсталация Когенерация.

От началото на новия отоплителен сезон се планира върховият топлинен товар да се покрива само с новите водогрейни котли.

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

Като базова инсталация ще се използва Когенерацията.

За ценовия период не се предвижда продължителен престой на инсталация Когенерация. В случай на необходимост като резервен топлоизточник ще се използват водогрейните котли или ЕК3.

Общата продължителност на работа на водогрейните котли се очаква да бъде 2 730 h.

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

3. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

За определянето на количествата топлинната енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 7 ценови години. Резултатите от него е представено в графичен вид - отчетените стойности на технологичните разходи на топлинна енергия за пренос за ценовите години, като сума от:

изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа, в абонатни станции и от топлоотдаване на топлопроводите и съоръженията към тях; дължина на топлопреносната мрежа на ЕВН ТР и общ брой работещи абонатни станции (АС) към края на всяка календарна година; изменението през ценовите години на реално постигнатите относителни дялове на технологичните разходи за пренос на топлинна енергия спрямо утвърдените от КЕВР размери. Видна е тенденция за увеличаването на реално постигнатите технологични разходи.

Всички АС, които са част от топлопреносната мрежа на дружеството, са

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

За предстоящия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. технологичните разходи в АС са прогнозирани в размер на 8 920 MWh и съответстват на достигнатото им ниво през 2020 г.

Технологичните разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа - гореща вода и топлоносител, са в пряка зависимост от техническото състояние на топлопреносната мрежа. Тенденцията е към увеличение на загубите на топлинна енергия, поради влошаване на физически и технологични характеристики на стареещата топлопреносна мрежа на ЕВН ТР.

В периода от 2014 г. до 2020г. рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 16,5 km, което представлява едва 8.9% от общата дължина на мрежата към 2020 г. – 184 km.

В резултат на анализа, за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са в размер на 16 175 MWh.

Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях се променят незначително поради:

- ✓ *новоизградените участъци са с много малък относителен дял;*
- ✓ *рехабилитационните дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа са също са с много малък обем;*
- ✓ *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;*
- ✓ *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 следва да се има предвид, че на дружеството често се налага да финансира и теренни археологически проучвания, поради такива изкопни работи;*

В резултат на анализа, за новия ценови период ЕВН ТР приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на 85 742 MWh. Това количество представлява намаление с 24 317 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценови период 2019 г.- 2020 г., когато дължината на топлопреносната мрежа е била в размер на 182,5 km.

На база направения анализ и така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период от 01.07.2021 г. дружеството е прогнозирало, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на 35,00% или 110 836 MWh от прогнозното производство на топлинна енергия.

Дружеството счита, че признатите разходи от Комисията от 30% за предходния ценови период не са достатъчни за акумулирането на средства за осъществяване на стартирането на поетапната рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив в рамките на инвестиционната и ремонтната програми.

4. Прогнозно количество на продажбите на електрическа енергия

Прогнозното количество електрическа енергия е планирано на база необходимостта от производство на топлинна енергия и производствената програма на дружеството.

Планираните продажби на електрическа енергия 288 150 MWh (увеличение от 4,5%

спрямо 2020 г.), като прогнозата е 276 410 MWh комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство и 11 740 MWh комбинирана електрическа енергия.

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на 10 120 MWh, което е със 63 MWh по-малко от отчетеното през 2020 г.

Прогнозата за електрическата енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е намалена с 474 MWh, дължащо се на предвиждането да се използват новите водогрейни котли, чиито мрежови помпи ще се захранват с електрическа енергия на средно напрежение.

За ценовия период не се предвижда продължителен престой за ремонт на инсталация Когенерация.

5. Регулаторна база на активите (РБА)

5.1. Призната стойност на активите

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

Активите в заявлението за ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. са базирани на одобрените с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.

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

Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „Коефициента 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 електрическата и топлинната енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

Активите на отоплителна централа ОЦ „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

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

Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2020 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производството са 118 957 h, а тези, свързани с преноса - 99 030 h. На тази база 55% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

5.2. Оборотен капитал

Оборотният капитал, калкулиран чрез коефициент, изчислен на базата на т. н. „Нетен цикъл на оборотния капитал“, който възлиза на 82,39 дни и надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, поради което оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2021–30.06.2022 г. е калкулиран, като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации и възлиза на 6 933 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 2020 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. На тази база 55% от стойността на активите свързани с административната работа на

дружеството се разпределя за производство на енергия, а 45% 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 еллектрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

5.3. Финансирания

В изчисленията са включени финансиране за ново присъединяване на стойност 148 хил. лв. и финансиране от Община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на 323 хил. лв. Общата стойност на финансиранията, включени в Справка 2 „РБА" е 471 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост на капитала

6.1. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

С Писмото относно извършването на регулаторен преглед на цените на топлинна и/или електрическа енергия на дружествата от сектор „Топлоенергетика" КЕВР е дала указания изчисленията да се извършат с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

„ЕВН България Топлофикация" ЕАД счита нормата на възвръщаемост на собствения капитал, утвърдена с решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. за некоректно калкулирана, като срещу решението има подадена жалба до Административен съд София – град.

Мотивите на дружеството са, че при калкулацията на нормата на възвръщаемост е допусната грешка, която не отразява риска, на който са изложени компаниите, което води до значително подценяване на цената на собствения капитал и води до загуба за дружеството.

За изчисляване на цената на собствения капитал за следващия ценови период дружеството предлага използването на международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи" (Capital Pricing Model -CAPM).

За определяне на стойностите на съответните параметри е предложено като източници Българска народна банка и А. Дамодаран.

Стойностите на съответните параметри са, както следва:

- Безрискова премия - за определянето ѝ 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 0,25%.

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

Използвани са данни от актуалната публикация на Aswath Damodaran (източник: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/), според която безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,55.

Безлостовият отраслов β коефициент, при целева структура на капитала за регулаторни цели капиталова структура (50/50) и размера на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,039.

- 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 4,72% за развитите пазари и странови риск за България 1,55%.

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

представлява пазарната рискова премия от 6,27%.

Източник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

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 6,77%.

*НВск = 0,25% + 1,039 * 6,27% = 6,77%*

6.2. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на 2,54%.

- Дял на собствения капитал - ДСК = 84,25%;

- Дял на привлечения капитал - ДПК = 15,75%

- Данъчна ставка – ДС = 10%

В резултат на изчисленията Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,73%.

*НВ = 84,25%*6,77%/(1-10%) + 15,75%*2,54% = 6,73%*

7. 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 по лицензията.

7.1. 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 31.12.2019 г., 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 II от Указания-НВ не са взети на предвид счетоводните ефекти от осчетоводените загуби от обезценки през 2016 и 2017 г., както и приходите от последващи оценки на нетекущи материални активи, осчетоводени през 2019 г .

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-28 от 01.07.2020 г., 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 амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

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

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

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

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2020 г.

На тази база 55% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 45% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

Наименование на разхода	*Мярка*	*Отчет за базовата 2020 г.*	*Прогноза в цени XII-ти РП 01.07.2021 г.*	*Разлика XII РП – 2020 г.*
Разходи за амортизации	*хил. лв.*	*9 782*	*11 342*	*1 560*

7.2. Разходи за ремонт

Разходите за ремонти са планирани спрямо нуждите 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. Разходите за ремонти са планирани по обекти.

Наименование на разхода	*Мярка*	*Отчет за базовата 2020 г.*	*Прогноза в цени XII-ти РП 01.07.2021 г.*	*Разлика XII РП – 2020 г.*
Разходи за ремонт	*хил. лв.*	*852*	*506*	*-345*

7.3. Разходи, свързани с персонала

Планира се увеличение на разходите за регулирана дейност, свързани с персонала през 2021 г. до 4 852 хил. лв., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения. В планираните разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

Основните пера в разходите за персонал са, както следва:

Наименование на разхода	*Мярка*	*Отчет за 2020 г.*	*Прогноза в цени от 01.07.2021 г.*	*Разлика РП – 2020 г.*
Разходи за заплати и възнаграждения	*хил. лв*	*3 765*	*3 845*	*79*
Начисления, свързани с т. 3, по действащото законодателство	*хил. лв*	*949*	*1 007*	*58*

7.4. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват 2,1% до 8 210 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 през 2020 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 1,7% за 2020 г. спрямо 2019 г.

В разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, също така са включени разходи по индивидуална цел за енергоспестяване (чл. 35 ЗЕ) в размер на 43 хил. лв.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността:

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирало за текущата 2021 г. 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 проектно-ориентирани услуги, и от друга страна текущи административни и технически услуги и услуги по договор за командироване на персонал.

Дружеството 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 един потребител.

Планираните финансови и административни услуги, правни и корпоративни въпроси, покупки и склад, IT и телекомуникация, човешки ресурси, фактуриране, клиентско обслужване и технически услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя тези услуги.

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

Част от предоставения персонал от страна на ЕВН АГ Австрия действа в качеството си на управител, който изпълнява управленски функции в рамките на българското 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 и се добавя надценка в размер на 3%.

7.5. Приходи от присъединяване и услуги

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, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти в 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 от 1,7% за 2020 г. спрямо 2019 г.

Условно–постоянните разходи са изчислени в размер на 24 797 хил. лв.

8. Променливи разходи - увеличени са с 34,1% спрямо 2020 г. до 42 013 хил. лв.

8.1. Разходи за материали

Наблюдава се намаление на разходите за материали спрямо 2020 г., в които основна тежест има разходът за природен газ.

В разходите за материали е включена корекция на разходите за природен газ съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като е добавен ред 77 в Справка 1 „Разходи“. Поради добавения ред е извършена корекция на формулата в клетка G75, като корекцията за предходни периоди е включена в сумата, която е в размер на 2 276 хил. лв.

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.

Консуматори на електрическа енергия високо напрежение са новата когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ в аварийни случаи. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията в ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

Разходите за вода за производството са планирани спрямо производствените нужди в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите 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.

Разходите за консумативи в зависимост от производството са планирани по месеци и по видове консумативи.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 136 хил. лв.

Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи.

8.2. 2. Разходи за въглеродни емисии

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е участвало с проекти в „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 г. до 2020 г.“ (НПИ) и е получило допълнително безплатно разпределени квоти за периода 2013 – 2019 г. През 2020 г. дружеството не е реализирало проекти по НПИ.

За периода 2021-2030 г. Р. България е депозирала в ЕК „Национална рамка за инвестиции“, която към момента на подаване на заявлението не е финализирана и не може да бъде определен размерът на очакваните допълнителни безплатни квоти.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено и в Националните мерки за изпълнение за преходното безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове, в съответствие с Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, в които са определени разпределените количества безплатни квоти CO_2, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период на ЕСТЕ – 2013 г. – 2020 г. Дружеството е подало базова линия за безплатно разпределение на квоти за емисии CO_2 за 4-ти период на ЕСТЕ – 2021-2030 г. Към момента на подаване на заявлението не е получена информация от ЕК за количеството разпределени безплатни квоти за инсталациите на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД.

	Общо	***ТЕЦ „Север“***	***ОЦ „Юг“***
Остатък от минали периоди	***82 479***	***65 517***	***16 962***
Закупено през 2020 г.	*51 000*	*51 000*	
Средна ед. цена на закупени емисии на парникови газове (лв./t CO_2)	*52.965*	*52.965*	-
безплатни Q EUAs за 2020 г.	*24 814*	*24 120*	*694*
Дерогация за 2020 г.	*0*	*0*	
Емитирано през 2020 г.	*-151 938*	*-145 677*	*-6 261*
остатък от 2020 г. към 30.04.2021 г.	***6 355***	***-5 040***	***11 395***

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, се определят като от емисиите на парникови газове (CO_2) за производството се приспаднат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите 40 евро/t.

За новия ценови период дружеството включва следните разходи за емисии CO_2:

Наименование на разхода	***мярка***	***Отчет за 2020 г.***	***Прогноза в цени РП от 01.07.2021 г.***	***Разлика РП – 2020 г.***
Разходи за емисии парникови газове (CO_2)	*хил. лв.*	*2 701*	*11 691*	*8 990*

В разходите за материали е включена корекция на разходите за квоти за въглеродни емисии съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като е добавен ред 99 в Справка № 1 „Разходи“. Поради добавения ред е извършена корекция на формулата в клетка G73, като корекцията за предходни периоди е включена в сумата. Също така е извършена корекция на клетка “F 109” в Справка 4 “ТИП-производство” от модела за ценообразуване. Корекцията е в размер на 2 195 хил. лв.

8.3. Разходи за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия

Разходите, предизвикани за балансиране, се оценяват на 183 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 3,3% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2020 г.

8.4. Разходи за балансиране на природен газ

Прогнозирани са разходи от 113 хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ, предвиден за консумация по 10% от неговата стойност.

8.5. Корекции съгласно чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ

Корекциите на установената разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ и разходите за квоти за въглеродни емисии са приложени отделно в Справка 1 „Разходи“ от модела за ценообразуване съответно, като корекция на разходите за природен газ и разходите за въглеродни емисии. За целта в Справка № 1 „Разходи“ са добавени редове 77 за корекцията на в разходите за природен газ и 99 за корекцията на в разходите за въглеродни емисии.

Добавените стойности са включени в сумата на променливите разходи.

Поради добавените редове е променена формулата в клетка “F 109” в Справка № 4 “ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване, където разходите за „Корекция на разходи за емисии парникови газове (CO_2) от предходни периоди“ са включени аналогично на „Разходи за емисии парникови газове (CO_2)“, тъй като корекцията би следвало съответства на разхода, който се коригира.

Поради промяната в ЗЕ 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 електрическа енергия от ВИКП по преференциална цена и комбинирана електрическа енергия по пазарни цени. Във връзка с това е 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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 17,25% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,88% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 42,96% при прогнозирани 35,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

За следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,01% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 13,18% и разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ, с 4,51%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	327 003	331 327	337 633	316 675	-20 958	-6,21%	-10 327	-3,16%
1.1.	гореща вода	MWh	327 003	331 327	337 633	316 675	-20 958	-6,21%	-10 327	-3,16%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	9 835	17 698	15 774	10 580	-5 194	-32,93%	745	7,57%
2.1.	гореща вода	MWh	1 125	1 723	2 989	1 930	-1 059	-35,42%	805	71,56%
2.2.	пара	MWh	8 710	15 975	12 786	8 650	-4 136	-32,35%	-60	-0,69%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,92%	5,07%	4,46%	3,23%	0	-27,57%	0	10,72%
3.1.	гореща вода	%	0,34%	0,52%	0,88%	0,61%	0	-30,96%	0	76,68%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	336 838	349 025	353 407	327 255	-26 152	-7,40%	-9 582	-2,84%
4.1.	гореща вода	MWh	328 128	333 051	340 621	318 605	-22 016	-6,46%	-9 522	-2,90%
4.2.	пара	MWh	8 710	15 975	12 786	8 650	-4 136	-32,35%	-60	-0,69%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	52 917	29 026	67 513	50 589	-16 924	-25,07%	-2 328	-4,40%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	302 910	285 848	254 507	298 270	43 763	17,20%	-4 640	-1,53%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	10 150	10 183	8 748	10 120	1 372	15,69%	-30	-0,30%
		%	3,35%	3,56%	3,44%	3,39%	0	-1,29%	0	1,26%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	292 760	275 664	245 759	288 150	42 391	17,25%	-4 610	-1,57%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	279 342	260 428	232 371	276 410	44 038	18,95%	-2 932	-1,05%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	13 418	15 236	13 388	11 740	-1 647	-12,31%	-1 678	-12,51%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	769 942	760 014	704 235	747 557	43 322	6,15%	-22 385	-2,91%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	711 618	728 705	632 700	692 860	60 160	9,51%	-18 758	-2,64%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	58 324	31 309	71 535	54 697	-16 838	-23,54%	-3 627	-6,22%
9	ОБЩА ефективност	%	81,08%	80,71%	82,92%	81,45%	0	-1,77%	0	0,46%
10	Топлинна ефективност	%	38,52%	41,48%	42,69%	38,40%	0	-10,05%	0	-0,29%
11	Електрическа ефективност	%	42,57%	39,23%	40,23%	43,05%	0	7,02%	0	1,13%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,73%	92,71%	94,38%	92,49%	0	-2,00%	0	1,94%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	110	125	114	110	-4	-3,65%	-1	-0,80%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	190	178	174	190	17	9,71%	0	-0,03%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	228 902	192 991	192 586	205 839	13 252	6,88%	-23 063	-10,08%
10.1.	гореща вода	MWh	228 902	192 991	192 586	205 839	13 252	6,88%	-23 063	-10,08%
10.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	98 101	138 337	145 046	110 836	-34 210	-23,59%	12 736	12,98%
		%	30,00%	41,75%	42,96%	35,00%	0	-18,53%	0	16,67%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	98 101	138 337	145 046	110 836	-34 210	-23,59%	12 736	12,98%
		%	30,00%	41,75%	42,96%	35,00%	0	-18,53%	0	16,67%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	23 390	23 279	24 052	24 797	745	3,10%	1 407	6,01%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	10 021	9 782	10 302	11 342	1 040	10,09%	1 321	13,18%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	970	852	942	506	-436	-46,24%	-464	-47,82%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 725	3 765	3 899	3 845	-54	-1,39%	120	3,21%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	921	949	956	1 007	51	5,35%	86	9,31%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	712	698	694	745	51	7,37%	33	4,59%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	209	252	262	262	0	0,00%	53	25,42%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	7 856	8 042	8 067	8 210	144	1,78%	354	4,51%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	104	111	113	113				
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	358	333,37	323,78	358	34	10,62%	1	0,16%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	970	852	942	506	-436	-46,24%	-464	-47,82%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	859	790	896	473	-423	-47,21%	-385	-44,88%
I.2.	по преноса	хил. лв.	112	61	46	33	-12	-27,29%	-79	-70,40%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	16 005	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.		12 917			0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.		3 088			0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 4 991 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 5 004 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 13 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителен в размер на 11 784 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 11 885 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 101 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други свързани с продажбата на електрическа енергия за 2020 г. бележат спад спрямо предходната година с 19%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 13%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) в размер на 1,08 е увеличен спрямо 2019 г., когато е 0,89, което е показател, че е налице тенденция за подобряване на общата ликвидност на дружеството, което е индикатор, че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,65, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 1,11 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 53% собствен капитал и 47% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 51% собствен капитал и 49% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 2 646 хил. лв. на 2 573 хил. лв. или със 73 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 845 хил. лв. на 3 765 хил. лв. или с 80 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 007 хил. лв. на 949 хил. лв., или с 58 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 183 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 183 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за покупка на природен газ извън график са коригирани от 55 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 55 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 11 691 хил. лв. на 13 737 хил. лв. или с 2 046 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 149 442 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	$tC0_2/TJ$	55,4829				
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2870				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				
ЕВН Юг		78 576,190	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO_2, t		149 442,3	0,0	0,00	0,0	149 442,3

Прогнозни емисии CO_2 – 149 442 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 149 442 **t X** 91,92 лв./t **= 13 737 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **78 576 knm^3**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,73% на 4,30% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 110 836 MWh (35,00%) на 96 836 MWh (30,58%) или с 14 000 MWh до достигане на постижима от дружеството загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,54 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 2,72+0,56 =3,28 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 43,82 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

	Q1	Q2	Q3	Q4	
	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	23 175	47 978	46 385	50 443	88 039	102 025	114 798	98 606	99 478	40 562	19 120	50 710	**781 318**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,29**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,98	18,52	22,27	24,53	28,03	27,54	26,33	29,71	28,01	34,03	34,03	34,03	**27,35**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	93,44	214,81	32,61	273,26	168,94	246,68	857,74	399,28	574,49	65,30	-20,50	141,99	**3 048**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**27,60**
		-0,12	-0,15	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,60	-0,68	-0,63	0,84	-3,68	2,03	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,04	18,59	22,37	24,62	28,12	27,62	26,63	30,05	28,32	33,19	35,87	32,00	**27,39**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**140 885**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 263,7**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 1 784,29

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 80 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,63 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,56 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,67 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 94,67 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 81 131 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 74 849 хил. лв., от които условно-постоянни – 22 802 хил. лв. и променливи – 52 047 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 146 149 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,30%
- Електрическа енергия – 288 150 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 276 410 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 11 740 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 839 MWh

3. „Топлофикация - Плевен“ АД

С писмо с вх. № Е-14-04-4 от 31.03.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на информацията по т. I.6 в частта за закупените емисии CO_2, I.12., II.9. и отчетни справки за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 78,03 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 84,50 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 211,96 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 360,03 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация - Плевен“ АД е следната:

Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022г. са разработени със следните параметри:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период, са на база постигнатите производствени показатели през последната година, като разчетът е направен при предположението за оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния период. През м. юли 2021 г. е планиран ремонт на редуктора на когенерацията. Поради това се очаква занижено производство на електрическа енергия за месеца. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разходната норма за производство е 144,80 $g_{yг}$/kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 144,39 kg/MWh при постигнати през 2020 г. съответно 142,32 $g_{yг}$/kWh и 145,02 kg/MWh.

2. Заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очаква се да се запази постигната ефективност и през новия ценови период - 80,86%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електрическа енергия. Предвидено е произведената електрическа енергия да бъде 324 650 MWh, а собствените нужди да бъдат 25 550 MWh, без да се закупува електрическа енергия през периода, или 7,87% от произведената електрическа енергия. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 16 775 MWh. Причината за това увеличение е фактът, че през м. октомври 2020 г. е извършен ремонт на котел-утилизатора и газовата турбина, което е довело до продължителен престой на основното средство за производство на електрическа енергия.

3. Предвижда се увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 22 300 MWh. Основание за това заложено увеличение е поради факта за необичайно топлата зима в началото на 2020 г. За сравнение - средномесечната температура през м. януари 2020 е 2,8 °C, а през м. януари 2019 г. е 0,5 °C. през м. февруари 2020 г. средномесечната температура е 6,9°C, а през м. февруари 2019 г. е 4,4 °C. Очаква се относително запазване на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител пара. Предвидено е реализираната пара да достигне до 37 600 MWh.

4. При тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 100 940 knm^3 или увеличение с 8,08%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение № 2 като са спазени указанията на Комисията и е използвана индивидуалната цена на природен газ за дружеството съгласно Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. При определяне на разходите са използвани актуалните цени за достъп и пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входна точка „Странджа/Малкочлар“ и изходна точка „България“. При формиране на разхода за природен газ за предстоящия ценови период е добавен и разход за компенсиране на сезонна неравномерност съгласно Плана за действие при извънредни ситуации, във връзка с чл. 72 а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгл. изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 Октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на доставките на природен газ.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициентът на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 191 975 t CO_2. Те са остойностени на база прогнозна цена на емисиите CO_2 - 45 евро/t.

6. В sheet „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

7. Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ по приложени справки от № 1 да № 9.

8. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2020 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2020 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 година, особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

9. Разходите за застраховки са отчетени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2020 г. в размер на 321 хил.лв. по имуществена застраховка, застраховка авария на новата мощност, задължителните застраховки

„Гражданска отговорност“ и „Каско“ на МПС, и „Обща гражданска отговорност на персонала“. За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са предвидени разходи за застраховане в размер на 347 хил. лв.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2020 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2022 г.

11. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база предоставената методика от КЕВР за изчисление на стойността на природния газ за предстоящия ценови период - Приложение 5. Така получената осреднена цена на природния газ е 360,03 лв./knm^3.

Разходите за гориво в годишния отчет за 2020 г. са с 2 271 хил. лв. по-малко в сравнение с отчетните данни в ценовия модел за 2020 г. Това е сумата от кредитните известия на „Булгаргаз“ ЕАД за използваното количество природен газ от м. август 2019 г. до м. декември 2019 г., издадени съгласно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР. Съгласно чл. 124, ал. 5 от ЗДДС регистрираното лице е длъжно да отрази получените от него кредитни известия в дневника за покупки за данъчния период, през който са издадени.

12. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разходът на авиационно и турбинно масло за газовата турбина. От общо предвидените 225 хил. лв. на тази позиция, 93 хил. лв. са за доставката на тези масла. Маслото, което се използва за газовите турбини е авиационно масло. Средния разход варира обикновено в рамките на 300 - 400 литра на месец, като зависи от натоварването и пропуските от маслената система. Маслото в системата се оценява с периодични лабораторни анализи и когато параметрите му наближат критични стойности, зададени от завода-производител на турбината, се подменя.

13. Разходите за ремонт през 2020 г. са 4 951 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са 4 511 хил. лв. и прогнозите за новия регулаторен период - 5 458 хил. лв. Увеличението на разходите спрямо предходния период е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина и основната инспекция на генератора на когенерацията. В приложената ремонтна програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна програма са предвидени средства за реконструкция на ПГ 4 в нискоемисионен и за стартиране на проект за изграждане на заместваща мощност. Планира сее извършване на рехабилитация на топлофикационни отклонения и изграждани на нови такива за включване на нови абонати. Подробна обосновка на ремонтно - инвестиционната програма е в приложена към заявлението.

14. Нормата на възвращаемост на капитала е 7,37%. Дружеството отбелязва, че нормата за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД и „Тибиел“ ЕООД.

15. В съответствие с указанията, дадени в Писмото, в sheet „Коефициенти“ е заложен фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството - 0,4000.

16. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, без да са включени разходите за амортизации.

17. Отчетените приходи от продажба в Приложение 4 са с 2 489 хил. лв. повече в сравнение с приходите за дейността в ГФО за 2020 г. Това е сумата за приспадане след преизчисление по месеците от м. юли 2019 г. до м. декември 2019 г. на топлинната енергия и на фактурираната електрическа енергия за същия период съгласно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР. В приложението са отразени реалните приходи отнасящи се за 2020 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 5,43% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 0,14% по-ниски количества реализирана топлинна енергия с пара и с 10,06% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 6,66% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по-високи с 10,19% за горещата вода и по-ниски с 3,76% за водната пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 22,37% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличение на разходите за амортизации с 30,51% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 107,58%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 29,38%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	436 385	413 095	417 229	448 880	31 651	7,59%	12 495	2,86%
1.1.	гореща вода	MWh	352 853	327 892	331 312	364 830	33 518	10,12%	11 977	3,39%
1.2.	пара	MWh	83 532	85 203	85 917	84 050	-1 867	-2,17%	518	0,62%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	39 093	40 117	41 298	39 480	-1 818	-4,40%	387	0,99%
2.1.	гореща вода	MWh	31 090	31 379	32 779	31 050	-1 729	-5,27%	-40	-0,13%
2.2.	пара	MWh	8 003	8 738	8 519	8 430	-89	-1,04%	427	5,34%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	8,22%	8,85%	9,01%	8,08%	0	-10,24%	0	-1,67%
3.1.	гореща вода	%	8,10%	8,73%	9,00%	7,84%	0	-12,88%	0	-3,14%
3.2.	пара	%	8,74%	9,30%	9,02%	9,12%	0	1,05%	0	4,26%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	475 478	453 212	458 527	488 360	29 833	6,51%	12 882	2,71%
4.1.	гореща вода	MWh	383 943	359 271	364 091	395 880	31 789	8,73%	11 937	3,11%
4.2.	пара	MWh	91 535	93 941	94 436	92 480	-1 956	-2,07%	945	1,03%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	323 400	307 875	308 200	324 650	16 450	5,34%	1 250	0,39%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	25 400	24 149	24 510	25 550	1 040	4,24%	150	0,59%
		%	7,85%	7,84%	7,95%	7,87%	0	-1,04%	0	0,20%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	298 000	283 726	283 690	299 100	15 410	5,43%	1 100	0,37%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	298 000	283 726	283 690	299 100	15 410	5,43%	1 100	0,37%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	942 652	891 625	897 289	956 583	59 294	6,61%	13 931	1,48%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	942 652	891 625	897 289	956 583	59 294	6,61%	13 931	1,48%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,60%	80,86%	80,85%	80,86%	0	0,02%	0	0,33%
10	Топлинна ефективност	%	46,29%	46,33%	46,50%	46,93%	0	0,92%	0	1,37%
11	Електрическа ефективност	%	34,31%	34,53%	34,35%	33,94%	0	-1,19%	0	-1,08%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	143,24	142,32	143,07	144,80	2	1,21%	2	1,09%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	146,14	145,02	144,25	144,39	0	0,10%	-2	-1,20%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	231 200	222 856	226 552	245 500	18 948	8,36%	14 300	6,19%
10.1.	гореща вода	MWh	194 100	185 594	188 900	207 900	19 000	10,06%	13 800	7,11%
10.2.	пара	MWh	37 100	37 262	37 652	37 600	-52	-0,14%	500	1,35%
11	Технологични разходи - общо	MWh	205 185	190 239	190 677	203 380	12 703	6,66%	-1 805	-0,88%
		%	47,02%	46,05%	45,70%	45,31%	0	-0,86%	0	-3,64%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	158 753	142 298	142 412	156 930	14 518	10,19%	-1 823	-1,15%
		%	44,99%	43,40%	42,98%	43,01%	0	0,07%	0	-4,39%
13	Технологични разходи - пара	MWh	46 432	47 941	48 265	46 450	-1 815	-3,76%	18	0,04%
		%	55,59%	56,27%	56,18%	55,26%	0	-1,62%	0	-0,58%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020г.	Отчет ценови период 01.07.2020 -30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	16 800	15 804	14 893	20 558	5 665	38,04%	3 758	22,37%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	3 071	3 663	2 816	4 008	1 192	42,33%	937	30,51%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5 620	4 951	4 511	5 458	947	20,99%	-162	-2,88%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4 227	3 877	4 193	4 250	57	1,36%	23	0,54%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 071	949	983	1 007	24	2,44%	-64	-5,98%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	772	684	731	753	22	3,01%	-19	-2,46%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	299	265	252	254	2	0,79%	-45	-15,05%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 811	2 364	2 390	5 835	3 445	144,14%	3 024	107,58%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 743	1 495	1 524	4 951	3 427	224,87%	3 208	184,05%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	351,37	337,92	328,04	360,03	32	9,75%	9	2,46%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020г.	Отчет ценови период 01.07.2020 -30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 620	4 951	4 511	5 458	947	20,99%	-162	-2,88%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 381	4 930	4 388	4 926	538	12,26%	-455	-8,46%
I.2.	по преноса	хил. лв.	239	21	123	532	409	332,52%	293	122,59%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	12 512	9 378	12 175	8 836	-3 339	-27,43%	-3 676	-29,38%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	11 525	9 192	12 040	8 723	-3 317	-27,55%	-2 802	-24,31%
II.2.	по преноса	хил. лв.	987	186	135	113	-22	-16,30%	-874	-88,55%

„Топлофикация Плевен“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Плевен“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., текущият финансов резултат е ***загуба*** в размер на 6 353 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 1 663 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2020 г. са намалени спрямо предходната година с 15,68%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 10,26%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,18, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,31, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,18, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 15% собствен капитал и 85% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 3 706 хил. лв. на 3 352 хил. лв. или с 354 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 458 хил. лв. на 4 951 хил. лв. или с 507 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 250 хил. лв. на 3 877 хил. лв. или с 373 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 007 хил. лв. на 949 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 16 896 хил. лв. на 17 647 хил. лв. или със 751 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 191 975,52 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димeнсия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	42,0080	46,0000	

3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Тф Плевен		100 940,000	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO_2, t	t	191 975,5	0,0	0,00	0,0	191 975,5

Прогнозни емисии CO_2 – 191 975,52 t
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 100 940 knm^3.
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 191 975,52 **t X** 91,92 лв./t **= 17 647 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,37% на 4,83% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 156 930 MWh (43,01%) на 151 930 MWh (41,64%) или с 5 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,53 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,62+2,83 =3,45 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена природен газ - 43,98 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1		Q2		Q3		Q4					
		23,07		30,04		34,10		34,80					30,50
		2020/2021											
		Отчетни данни											
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	60 272	61 869	60 416	54 800	103 189	114 535	125 415	112 263	103 257	69 905	63 850	62 329	**992 100**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,09**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,15	18,68	22,55	25,07	28,42	28,01	26,66	30,44	28,19	32,32	34,44	34,44	**27,68**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	239,28	272,22	36,85	291,54	188,84	268,01	916,15	416,50	587,27	142,96	-81,41	174,52	**3 453**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**27,79**
		0,05	0,01	0,09	0,35	0,21	0,31	-0,27	0,05	-0,45	-0,87	-3,27	2,44	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,80	30,39	28,41	32,76	36,08	32,00	**27,61**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**178 891**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 604,6**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 1 848,1

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 226,58 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 101,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,56 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,10 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 87 582 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 85 653 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 028 хил. лв. и променливи – 71 625 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 39 968 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,83%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 299 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

4. „Топлофикация Бургас“ АД

С писмо вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,16 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 228,61 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 403,19 лв./knm^3;
- слънчогледови пелети – 140,00 лв./t при калоричност 4 253 kcal/kg.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата в Справка № 1 в разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на УПР не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.3022 г. са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и отчетните за периода 01.01.2020-31.12.2020 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия период.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2020 г., начислени върху ДА само за електрическа енергия - 734

хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 354 хил. лв. и „Пренос“ – 51 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 84 хил. лв.

1.2. <u>Обосновка на разходите за ремонт</u>

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 250 хил. лв., в т. ч. 2 100 хил. лв. в направление „Производство“ и 150 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 1 970 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 100 хил. лв. за топлинна енергия, а 30 хил. лв. общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газобуталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти, са отнесени към инвестиции.

1.3. <u>Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях</u>

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“, и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 165 души работници и служители. Дружеството се управлява от Съвет на директорите състоящ се от 3 човека.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са 3 649 хил. лв., от които 2 481 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и 1 168 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия“.

Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2020 г. и ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени на база:

- *Закона за бюджета на Държавното обществено осигуряване;*
- *Закона за здравното осигуряване;*
- *Кодекса за социално осигуряване;*
- *Наредба за елементите на възнаграждението и за доходите, върху които се правят осигурителни вноски от една страна и разходите за заплати и социални разходи от друга страна.*

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения, и на начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2020 г. се дължи на 10-процентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2020 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 3 094 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, 20 дни платен отпуск за раждане на дете по чл. 163, ал. 8 от КТ, както и с 35 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2020 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители.

Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Съгласно чл. 91 от раздел IX на действащия в дружеството КТД, работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10 % от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2020 г. са 3,32% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. са предвидени 4,00%.

1.4. <u>Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията</u>

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020 г. е 863 хил. лв., а този за новия ценови период е 2 436 хил. лв. или увеличението е с 1 573 хил. лв. Всички позиции на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2020 г. Увеличението през периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо тези за 2019 г. се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена.

1.5. <u>Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител</u>

През новият ценови период не са планирани приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2020 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

<u>Обосновка на променливите разходи</u>

1.5.1. ***Обосновка на разходите за горива***

Разходите за горива в енергийната и водогрейната части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 403,19 лв./knm^3 в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“ по приложения модел.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период е приет в размер на 94,12 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 95,53 g/kWh$_e$ за 2020 г., т. е. с 1,41% по-ниско.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г.е приет в размер на 197,39 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 194,42 kg/MWh$_{th}$ за 2020 г., т. е. с 2,97% по-високо.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 82,00% и икономия на гориво в размер на 22,18 %, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2020 г. са: обща ефективност на комбинирано производство 81,98% при икономия на гориво в размер на 21,78%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г. е разчетен в размер на 142,79 kg/MWh$_{th}$ с обща ефективност 86,04% при отчетните стойности на показателите за 2020 г., съответно, 142,88 kg/MWh$_{th}$ и 85,99%.

1.5.2. ***Обосновка на разходите за вода***

Разходите за вода се формират от три компонента – разходи за вода за подпитка, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е приет в размер на 7,52 m^3/h, при разход за 2020 г. 7,51 m^3/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която на ВиК Бургас се заплаща само цена за канал в размер на 0.467 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0.07 лв/m^3. Разходът на вода за подпитка е в размер на 35 379 лв

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 56% към 44%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 1,96 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,476 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Бургас за канал 0,467 лв./m^3, пречистване 0,761 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3, т.е. обща цена 1,298 лв./m^3.

Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия.

Данните за разходите на вода са отнесени към 1 MWh$_{th}$ произведена топлинна енергия за последните пет години.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за периода 2016 – 2020 г. и е в размер на 42 028 лв.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,476 лв./m^3 към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Данните за разходите на вода са отнесени към 1 ден за последните години.

Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните пет години, т.е. 9,80 m^3/ден.

Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. е в размер на 91 хил .лв., включително такса за правото за водоползване на сондажна вода в размер 5 хил. лв

1.5.3. ***Обосновка на разходите за закупена електрическа енергия***

Тези разходи се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън“ ЕООД.

Приетата база за определяне на разхода на закупената активна електрическа енергия за АС в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия. Данните за разходите на електрическа енергия са отнесени към 1 MWh_{th} реализирана топлинна енергия за последните три години.

Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,60 kWh/MWh_{th} е в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън” ЕООД е определен при цена 0,0311 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас“ АД има присъединени 926 АС с обща присъединена мощност 10 650 kW.

Общият разход за закупуване на електрическа енергия е в размер на 281 хил. лв.

1.5.4. *Обосновка на разходите за консумативи*

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, 20% натриева основа , разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи. Данните за разходите за консумативи са показани в табличен вид.

1.5.5. *Обосновка на разходите за външни услуги*

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система”, разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 801 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 4% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 185,51 лв./MWh_e, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2020 г. до 31.12.2020 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 1 233 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия, след приспадане прогнозния небалас и цена на електрическата енергия от 228,61 лв./MWh_e, изчислена по приложените справки от № 1 до № 9 за новия ценови периода.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса са на обща стойност 52 хил. лв. Определени са в размер на 5,5% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (125 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 77,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

Разходите за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 244 хил. лв. са определени на база нетната продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2021 до 30.06.2022 г. и цена 2,26 лв./MWh_e.

1.5.6. *Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)*

1. За периода 01.07.2020 -30.06.2021 г. предстоящите на закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия трябва да се определят като от верифицираните количества бъдат приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта – топлинна енергия и електрическа енергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (Директивата), (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Особеност на включването в сметките на безплатни квоти за двата продукта, топлинна енергия и електрическа енергия:

През 2021 г. компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на ЕСТЕ (2021-2030). Валидността на тези „нови“ квоти, обаче, ще бъде за периода от 2021 г. нататък и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите

за предходната 2020 г. (да се заемат). Това означава, че при предаването на съответните количества квоти в Националния регистър до 30 април 2021 г. за изпълнение на задълженията на операторите за 2020 г. цялото генерирано количество квоти трябва да бъде закупено от оператора или, ако има налични такива, да се използват само „стари“ квоти, издавани през периода 2013 – 2020 г., с каквито дружеството не разполага.

Т. е. количеството безплатни квоти за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които трябва да бъдат включени в отчет за 2020 г., е равно на 0.

За „Топлофикация – Бургас“ АД за 2020 г. не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия, съответно за 2020 г. количеството безплатни квоти за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата е равно на 0.

Генерираното количество емисии парникови газове за 2020 г. е верифицирано в размер 62 346 t CO_2 и е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Цялото количество емисии на дружеството за 2020 г. е определено като отчетеното на вход на ГРП на централата количество природен газ е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за 2020 г. възлиза на 62 346 t CO_2.

2. За новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия са определени в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11 и т. 20.12 от Указания - НВ като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директивата.

Общият разход на природен газ за новия ценови период се планира в размер 37 261 knm^3 и е аргументиран в т. 1.6.1. от това изложение с обосновка на показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в комбинираната част и във водогрейната част на централата.

Прогнозните количества генерирани въглеродни емисии през новия ценови период са 70 866 t CO_2, определени въз основа на утвърдения от МОСВ формуляр с нанесени формули за изчисления, както следва:

1. *Емисионен фактор за природен газ – 55,539 t CO_2/TJ*
2. *Долна топлина на изгаряне на природния газ – 34,244 GJ/knm^3*
3. *Коефициент на окисление – 100%*
4. *Количество на горивото природен газ – 37 261 knm^3*
5. *Прогнозно количество на генерираните емисии – 70 866 t CO_2*

Цялото количество емисии на дружеството е определено като необходимото количество природен газ за ценовия период 37 261 knm^3 е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Прогнозното количеството безплатни квоти за 2021 г за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0 t, тъй като до този момент няма утвърдени от МОСВ безплатни емисии за по чл. 10а от Директивата.

Прогнозното количеството безплатни квоти за 2021 г. за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0.

За новия ценови период количествата емисии за закупуване от дружеството са в размер на 70 866 t CO_2. Цената им е в размер на левовата равностойност на 45,40 евро/t CO_2, а разходите за закупуването им възлизат на 6 292 524 лв. Цената на квотите е определена на база достигната такава през отчетната 2020 г.

II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справка № 2 е изготвена, като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2020 г. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с

лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2020 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1. Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта

Общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия и призната стойност за пренос на топлинна енергия. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

2.2. Обосновка на стойноста на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия“ е 258 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“, в размер на 4 099 хил. лв., е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки № 2 „РБА“.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2020 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 7%, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период.

Привлеченият капитал и средно претеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

В тази част на обосновката е аргументирано общото количество топлинна енергия за производство и неговото разпределение по производствени съоръжения (ИКПТЕЕ и водогрейна част), а също така количеството електрическа енергия произведена от ИКПТЕЕ.

Общото количество топлинна енергия е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 191 300 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2017 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWh_{th}.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса, в размер на 191 300 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди - 3 636 MWh_{th}.

Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 50 200 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Приета е прогнозна средна електрическа мощност в размер на 2,272 MW_e на мото-час. Използвайки тази стойност на средната електрическа мощност и посочените 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е получена стойност на произведената електрическа енергия в размер на 114 063 MWh_e.

Обосновка на продаденото количество електрическа енергия

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и загуби при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на ЕСО ЕАД. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. възлиза на 107 892 MWh_e.

Приета е прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2,433 MW_{th} на мото-час и при 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ се получава 122 141 MWh_{th} произведена топлинна енергия от ИКПТЕЕ.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, възлиза на 72 795 MWh_{th} и е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 141 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 136 758 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 000 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 75 758 MWh.

<u>Топлинна енергия за отопление</u>

Топлинната енергия за отопление за ценовия период 01.07.2021- 30.06.2022 г. се определя въз основа на анализа показателя по отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2020/2021 г.

За новия регулаторен период очакваното количеството топлинна енергия за отопление се планира в размер 61 000 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,27 ºC и обща сума на ден-градусите за годината 2 030.

<u>Топлинна енергия за за битово-горещо водоснабдяване (БГВ)</u>

Количеството топлинна енергия за БГВ за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е планирано с очаквано увеличение от 9,75% спрямо отчетеното за 2020 г. и съставлява 75 578 MWh_{th}

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2014 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия.

Планираната стойност на този показател за регулаторен период 07.2021-06.2022 г. в размер на 45 500 MWh_{th} е с 4,16 % по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2017 – 2020 г.

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2017 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на този показател е 4 500 MWh_{th}.

<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа</u>

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период в размер на 4 542 MWh_{th} е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,52 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,28 ºC и 48,04 ºC.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. е в размер на 54 542 MWh_{th}.

Като резултат от изложеното по-горе отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 191 300 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 9,35% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени със 7,46% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 6,70% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 48,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 251,56% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 135,14%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 52,38%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димениция	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	191 970	175 603	178 383	191 300	12 917	7,24%	-670	-0,35%
1.1.	гореща вода	MWh	191 970	175 603	178 383	191 300	12 917	7,24%	-670	-0,35%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 704	3 408	3 520	3 636	116	3,30%	-68	-1,84%
2.1.	гореща вода	MWh	3 704	3 408	3 520	3 636	116	3,30%	-68	-1,84%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,89%	1,90%	1,93%	1,87%	0	-3,60%	0	-1,46%
3.1.	гореща вода	%	1,89%	1,90%	1,93%	1,87%	0	-3,60%	0	-1,46%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	195 674	179 011	181 903	194 936	13 033	7,16%	-738	-0,38%
4.1.	гореща вода	MWh	195 674	179 011	181 903	194 936	13 033	7,16%	-738	-0,38%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	74 096	66 535	67 942	72 795	4 853	7,14%	-1 301	-1,76%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	114 379	101 618	104 372	114 063	9 691	9,28%	-316	-0,28%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	114 379	101 618	104 372	114 063	9 691	9,28%	-316	-0,28%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	108 351	96 218	98 670	107 892	9 222	9,35%	-459	-0,42%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	6 028	5 400	5 703	6 171	468	8,21%	143	2,37%
		%	5,27%	5,31%	5,46%	5,41%	0	-0,98%	0	2,66%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	372 982	334 381	346 676	368 235	21 559	6,22%	-4 747	-1,27%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	286 019	257 001	262 230	283 628	21 398	8,16%	-2 391	-0,84%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	86 963	77 380	84 446	84 607	161	0,19%	-2 356	-2,71%
9	ОБЩА ефективност	%	81,20%	81,98%	81,92%	82,00%	0	0,10%	0	0,98%
10	Топлинна ефективност	%	41,21%	42,44%	42,12%	41,78%	0	-0,79%	0	1,38%
11	Електрическа ефективност	%	39,99%	39,54%	39,80%	40,22%	0	1,04%	0	0,56%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	85,20%	85,99%	80,46%	86,04%	0	6,94%	0	0,98%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	99,48	100,89	98,79	99,50	1	0,72%	0	0,02%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	182,55	178,66	184,12	180,37	-4	-2,04%	-2	-1,20%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	139 528	123 299	127 268	136 758	9 490	7,46%	-2 770	-1,99%
10.1.	гореща вода	MWh	139 528	123 299	127 268	136 758	9 490	7,46%	-2 770	-1,99%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	52 442	52 304	51 116	54 542	3 426	6,70%	2 100	4,00%
		%	27,32%	29,79%	28,65%	28,51%	0	-0,50%	0	4,37%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	52 442	52 304	51 116	54 542	3 426	6,70%	2 100	4,00%
		%	27,32%	29,79%	28,65%	28,51%	0	-0,50%	0	4,37%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6 997	6 181	6 966	10 400	3 434	49,30%	3 403	48,64%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 263	1 081	1 178	1 223	45	3,82%	-40	-3,17%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	640	440	814	2 250	1 436	176,41%	1 610	251,56%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 276	3 102	3 310	3 649	339	10,24%	373	11,39%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	782	695	801	842	41	5,12%	60	7,67%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	679	592	661	696	35	5,30%	17	2,50%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	103	103	140	146	6	4,29%	43	41,75%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 036	863	863	2 436	1 573	182,27%	1 400	135,14%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 324	1 825	2 204	2 330	126	5,72%	6	0,26%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	352,91	333,92	329,78	403,19	73	22,26%	50	14,25%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	640	440	814	2 250	1 436	176,41%	1 610	251,56%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	640	321	637	2 100	1 463	229,67%	1 460	228,13%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	119	177	150	-27	-15,25%	150	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 100	2 829	3 050	3 200	150	4,92%	1 100	52,38%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 800	2 736	2 900	3 000	100	3,45%	1 200	66,67%
II.2.	по преноса	хил. лв.	300	93	150	200	50	33,33%	-100	-33,33%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас“ АД е ***загуба*** в размер на 1 073 хил. лв., формирана от ***загуба*** в размер на 1 018 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 55 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е ***печалба*** в размер на 736 хил. лв., формирана от ***печалба*** в размер на 946 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 210 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2020 г. намаляват спрямо предходната година с 13,12%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват със 7,09%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,82, което показва, че дружеството е затруднено да осигури собствени средства необходимите за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Общата ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,22, което показва, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за 2020 г. е 1,13 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 53% собствен капитал и 47% привлечен капитал, докато за 2019 г. е 57% собствен капитал и 43% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 440 хил. лв. или с 1 810 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11,14%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:
- планирани ремонти за ценовия период – 640 хил. лв.;
- изпълнени ремонти за 2020 г. – 440 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 649 хил. лв. на 3 102 хил. лв. или с 547 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 842 хил. лв. на 695 хил. лв. или с 147 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 330 хил. лв. на 2 050 хил. лв. или с 280 хил. лв., до нивото на отчетените през 2020 г., завишени с 12% в съответствие с увеличението на количествата произведена енергия през новия ценови период със същия процент;
- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 6 293 хил. лв. на 6 514 хил. лв. или с 221 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 70 866 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от

дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	**Димeнсия**	**природен газ**	**мазут**	**газьол**	**пелети, слама, дърв.чипс**	**биомаса**	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
Тф Бургас		**37 261**	0	0	**4 372**	0	
емитирани CO_2, t		70 866	0	0	0	0	**70 866**

Прогнозни емисии CO_2 – 70 866 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 70 866 **t X** 91,92 лв./t **= 6 514 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 37 261 knm^3 и слънчогледови пелети - 4 372 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,47% на 4,32% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,51 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,61+3,02 =3,63 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 44,14 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

	Q1	Q2	Q3	Q4	
	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

		2020/2021												
		Отчетни данни								Прогнозни данни				
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	22 622	20 473	20 516	22 002	28 896	33 342	33 924	31 052	33 596	36 425	26 293	24 171	**333 313**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,15**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,90	18,48	22,23	24,47	27,93	29,70	26,66	30,09	27,47	31,68	33,76	33,76	**27,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	92,07	92,02	14,87	119,80	56,93	78,02	247,81	119,94	203,07	86,15	-24,57	67,68	**1 154**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,06**
		-0,20	-0,19	-0,23	-0,25	-0,28	2,00	-0,27	-0,31	-1,17	-1,51	-3,95	1,76	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,00	18,58	22,35	24,60	28,07	27,70	26,80	30,24	28,06	32,44	35,73	32,00	**27,69**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**60 142**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-539,47**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 614,33

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Бургас“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 220,19 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 95,12 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,70 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
   - Необходими годишни приходи – 34 519 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 33 685 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 755 хил. лв. и променливи – 27 930 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 19 303 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 4,32%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-53-3 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, на хартиен носител и електронен носител. Към заявлението е приложена прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на отчетна информация за 2020 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 89,94 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 206,93 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 371,35 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Обосновка на ценообразуващите елементи в заявлението утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от 01.07.2021 г.:

*1. **Необходимите годишни приходи** са в размер на 19 213 хил. лв., което представлява увеличение от 6,62% спрямо базовата 2020 г.*

*2. **Възвращаемостта на капитала** е в размер на 1 174 хил. лв., при норма на възвращаемост на собствения капитал 5%, средно претеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал 2,64%, данък печалба 10% и калкулирана обща норма на възвращаемост 3,88%, равна на определената от КЕВР за предходния ценови период. Намалението със 17,73% между абсолютната стойност на възвращаемостта на капитала през 2020 г. и тази, която се предвижда за 2021 г. се дължи на намаляване на нормата на възвращаемост на собствения капитал до 5% (намалено от предходния период - 7%), комбинирано с изтичане срока на договора за заем с „Веолия Енерджи Интернешънъл“ и промяна към намаляване в лихвените условия. Предстои предоговаряне и влизане в сила на нови условия за ползване на парични средства от Групата „Веолия“, под формата на краткосрочен и дългосрочен заем, в които ще бъдат отразени предлаганите тук промени, свързани с намаляване на лихвените нива.*

***3. Условно-постоянни разходи - Дружеството планира намаление в условно** постоянните разходи с 1,18% (83 хил. лв.).*

4. Разходи за амортизация

Планира се запазване на разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период. Те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2020 г.

5. Разходи за ремонт

Следвайки утвърдената от дружеството ремонтна програма се предвижда увеличаване в размера на разходите за ремонт с 9,18% (89 хил. лв.), което се дължи основно на увеличаването на цените на резервните части за когенераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на ел. уредби 20 kV, 6 kV, 0,4 kV, прекъсвачи, релейни защити и кабелни трасета.

6. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за новия ценови период са определени на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения.

Към 31.03.2021 г. на щат в дружеството са 63 човека. Разходите за заплати и възнаграждения възлизат на 1 621 хил. лв., като са увеличени с 4,04% (63 хил. лв.) спрямо базисната 2020 г., а тези за осигурителни вноски и социални разходи се увеличават със 7,99% (37 хил. лв.). Повишаването в двата разхода е в резултат на увеличение на фонд работна заплата и съответните социални разходи и осигуровки предимно по отношение на новоназначените работници и служители.

7. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са планирани на база отчетените през 2020 г. разходи, индексирани с инфлация от 1,8 %, съобразена с груповите инструкции на Веолия груп. Намалението, което предвижда Дружеството е в размер на 15,13% (305 хил. лв)., от 2 015 хил. лв. до 1 710 хил. лв.

По-съществено изменение се наблюдава в разходите за:

- *Пощенски разходи, телефони и абонаменти - Увеличението се дължи основно на сключване на нови договори за комуникационни, спедиторски и пощенски услуги.*
- *Експертни и одиторски услуги - Увеличението се дължи основно на плановете на дружеството да въведе стандартизирана система ISO 37 001, сключване на нови договори за подбор на персонал и правни услуги.*
- *Охрана на труда - Увеличението в позицията се дължи основно на допълнителни разходи за превантивни мерки срещу Covid-19, включващи дезинфекция и осигуряване на предпазни материали и консумативи.*
- *Командировки - По-малкото отчетени разходи през базисната 2020 г. се дължат на епидемичната обстановка и наложените строги ограничения за пътуване. За новия регулаторен период дружеството планира 18 хил. лв.*
- *Такса събрано инкасо - Във връзка с обявената епидемична обстановка и последвалите мерки по отношение на трудовата заетост и социалната политика, през базовия период се наблюдава спад в нивото на събраните суми, което респективно води до намаление на разходите за инкасо.*

В допълнение, през 2020 г. дружеството отчита по-малко разходи, което се дължи на стартирал процес по актуализиране на фирмените процеси и процедури по контрол и събиране на вземанията. В резултат на това всички действия по събираемост бяха ограничени. За новия регулаторен период дружеството планира увеличение на разхода, в резултат на подновяване на процесите по събираемост.

- *В позицията „Отписани вземания“ и във връзка с чл. 37, ал. 1 от ЗКПО, дружеството е планирало признаване на разходи от отписване на несъбрани вземания от клиенти на топлинна енергия в размер на 100 хил. лв.*
- *Представителни и други разходи - След направен анализ на извършените инвестиционни разходи и проучване на възможностите за реализиране на конкретни проекти, дружеството е взело решение за частично отписване на някои от направените разходи, което води до завишаване на разходите в позиция „Други“ с 200 хил. лв. през 2020 г.*

Основна причина за това е, че реализирането на проектите няма да бъде осъществено по начина, по който е планирано в първоначалния им вид.

- *Възстановени суми по решение № Ц-25 от 24.06.2020 г. на КЕВР*

Във връзка с изпълнение на § 2, ал. 9 т. 2, ал.10, ал.11 и ал.16 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г.) и съгласно решение № Ц-25/24.06.2020 г, Дружеството е възстановило суми на обща стойност 550 хил. лв., както следва:

- 490 хил. лв. за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство;

Съобразно българското счетоводно законодателство намалението на приходите от продажби на електрическа енергия за периода 05.08.2019 - 31.12.2019 г., в размер на 263 хил. лв., е отчетено в увеличение на перо „Други разходи“ в 2020 г. Намалението на приходите за периода 01.01.2020 - 31.03.2020 г., в размер на 227 хил. лв., е отчетено директно в намаление на приходите от продажби на електрическа енергия в 2020 г.

- 60 хил. лв. за топлинна енергия с топлоносител гореща вода;

Съобразно българското счетоводно законодателство намалението на приходите от продажби на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за периода 05.08.2019 - 31.12.2019 г., в размер на 23 хил. лв., е отчетено в увеличение на перо „Други разходи“ в 2020 г. Намалението на приходите за периода 01.01.2020 - 31.03.2020 г. е отчетено директно в намаление на приходите от продажби на топлинна енергия с топлоносител гореща вода в 2020 г.

***8. Променливи разходи** - За новия регулаторен период са предвидени в размер на 11 078 хил. лв.*

***8.1. Разходи за основно гориво** - Планираният разход на природен газ е в размер на 7 274 хил. лв. при прогнозна индивидуална цена за дружеството 31,80 лв/MWh (без ДДС), съгласно указанията в Писмото на КЕВР и решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. и цени за пренос, технологична компонента и задължение към обществото през газопреносната мрежа 0,6496 лв./MWh. Разходите за капацитетни продукти са калкулирани на база цените на „Булгартрансгаз“ ЕАД и са показани в Приложение № 2б.*

***8.2. Разходи за вода** - Прогнозните разходи за вода за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са 177 хил. лв. и се формират от три компонента – за подпитка на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа. Те са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е по-висок с 22 хил. лв. спрямо базовия, защото през декември 2019 г. е отчетено по-високо потребление на вода, поради техническа грешка в отчета на използваните количества, което е обосновка за по-ниските разходи в базовата 2020 г.*

***8.3. Разходи за закупена енергия** - Разходите за закупена електрическа енергия са в размер на 235 хил. лв. и се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС и за собствени нужди на централата. Те са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.*

От 01.07.2020 г. „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД е увеличило стойността на компонентата си „Мрежови услуги“, като част от електрическата енергия, с допълнителна такса за предоставена мощност по брой дни за месец. Това е основната причина за по-високия разход за електрическа енергия в бъдещия регулаторен период спрямо отчетната 2020 г. Към гореспоменатите разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия по ВЕКП.

8.4. Разходи за консумативи, химикали и реагенти

Разходите за консумативи са в размер на 19 хил. лв. и са планирани спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.

8.5. Разходи за външни услуги *- Увеличението в бъдещия регулаторен период с 25 хил. лв. се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо рекламни и комуникационни кампании.*

В разходите за външни услуги за новия регулаторен период от 01.07.2021 г. са предвидени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството.

8.6. Акциз на природния газ *- Разходите за акциз на природния газ възлизат на 283 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество в GJ в Справка № 4 „ТИП-Производство" по приложените справки от № 1 до № 9 с калоричност, пресметната в Приложение № 2б.*

8.7. Разходи за емисии парникови газове (CO_2)

Разходи за емисии CO_2 в бъдещия период възлиза на 2 914 хил. лв. и се получава като произведение на общото количество на дефицита 37 253 t CO_2 и прогнозна цена 40 евро/t. Разходът е по-голям от базовата година, отчитайки намалена консумация на природен газ и липсата на безплатни квоти в комбинация с по-високата прогнозна цена.

Във връзка с производствената си дейност през отчетната 2020 г. дружеството е емитирало емисии парникови газове в размер на 37 516 t, които са потвърдени в приложения годишен верификационен доклад.

Размерът на безплатните квоти за 2020 г. е определен както следва:

Безплатни квоти ТЕ – 6 201 t (за 2020 г.)

Безплатни квоти ЕЕ – 0 t (за 2020 г.)

Общо безплатни квоти – 6 201 t

След приспадане на количествата безплатни квоти се получава дефицит в размер на 31 315 t. Дружеството е сключило и реализирало сделка за закупуване на 37 000 t CO_2 емисии при единична цена от 20,87 евро/t (40,82 лв./t) на обща стойност 772 190 евро (1 510 272,37 лв.). В края на третия програмен период, през м. декември 2020 г. са закупени допълнително 2 000 t CO_2 емисии при единична цена от 29,95 евро/t (58,58 лв./t) на обща стойност 59 900 евро (117 154,22 лв.). Общата сума на направените разходи за 2020 г. е в размер на 1 564 919,25 лв., като при посочените количества от 31 315 t дефицит и формирана среднопретеглена цена от 49,97 лв./t. За нуждите на изчислението на разходите за CO_2 емисии парникови газове за базовата 2020 г. в ценовия модел дружеството е използвало тази цена.

За текущия регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. се предвижда емитирането на въглеродни емисии в размер на 37 086 t, които се получават като сума от емитираните количества емисии през втората половина на 2020 г. в размер на 15 587 t и емитираните количества емисии през първата половина на 2021 г. в размер на 21 499 t.

Размерът на безплатните квоти за текущия регулаторен период е определен, както следва:

Безплатни квоти за 2020 ½ (6 201 + 0) = 3 100,5 t (½ за 2020 г)

Безплатни квоти за 2021 г. ½(0 + 0)= 0 t (½ за 2021 г)

Период	***Текущ регулаторен период 2020-2021***				
	Емисии	***Безплатни квоти***	***Дефицит***	***Среднопре-теглена цена***	***Стойност***
	t	***t***	***t***	***лева/t***	***лева***
7-12.2020	*15 587*	*3 101*	*12 486*	*49,97*	*623 995*
1-6.2021	*21 499*	*0*	*21 499*	*42,07*	*904 570*
Общо	***37 086***	***3 101***	***33 986***	***44,98***	***1 528 564***

Видно от таблицата по-горе, след приспадане на количествата безплатни квоти за втората половина на 2020 г. се получава дефицит в размер на 12 486 t, на стойност 623 994,53 лв., калкулирани при среднопретеглена цена за 2020 г. 49,97 лв./t. За първата половина на 2021 г. се получава дефицит от 21 499 t на стойност 904 569,92 лв., изчислени при единична

цена от 42,07 лв./t (предварително вътрешно-групово договорени 38 000 t CO_2 емисии на цена от 21,52 евро/t (42,09 лв./t) и остатък след реституция на 2020 г. 1547 t на стойност 64 548,20 лв., с формирана средно-претеглена цена 41,71 лв./t.

При така посочените количества и разходи се формира среднопретеглена цена – 44,98 лв./t, която е използвана за нуждите на калкулирането на разходите за CO_2 емисии парникови газове за текущия регулаторен период.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. в размер 37 253 t CO_2 е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС и използваните за това параметри, в т. ч. емисионен фактор, долна граница на окисление, коефициент на окисление. За горепосочения период дружеството не разполага с безплатни квоти.

Данните за двата периода са представени в таблицата по-долу:

Продукт	***отчетната 2020***			***регулаторен период 2021-2022 г.***		
	Емисии	***Безплатни квоти***	***Дефицит***	***Емисии***	***Безплатни квоти***	***Дефицит***
Ел. енергия	*21 863*		*21 863*	*21 729*	*0*	*21 729*
Топлоенергия	*15 652*	*6 201*	*9 451*	*15 524*	*0*	*15 524*
Общо	***37 516***	***6 201***	***31 315***	***37 253***	***0***	***37 253***

Размерът на безплатните квоти е определен както следва:
Безплатни квоти ТЕ ½(0+0)= 0 t (½ за 2021 г. + ½ за 2022 г.)
Безплатни квоти ЕЕ ½(0+0)=0 t (½ за 2021 г. + ½ за 2022 г.)
Общо безплатни квоти 0 t.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период, посочено в таблицата, възлиза на 37 253 t. Прогнозната цена на тон емисии CO_2, използвана в ценовия модел, е 40 евро/t съгласно Писмото на КЕВР.

В бъдещият ценови период е предвидено да се емитират по-малки количества емисии във връзка с използването на по-малки количества природен газ, поради намаленото производство на електрическа енергия.

***9. Регулаторната база на активите** е изготвена според указанията на КЕВР, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2020 г. Инвестициите за 2021 г. не са отчетени в регулаторната база на активите за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.*

Стойността на активите в „Производство на ЕЕ“, „Производство на ТЕ“ – съответно комбинирано и разделно, и „Експлоатация на мрежа“ са отнесени в съответната част на регулаторната база на активите.

Стойността на активите, свързани с общоподдържащите дейности на дружеството „Поддръжка“, „Инвестиции“, както и активите, използвани в търговската и административна дейност, се разпределят в съотношение 50 на 50 между производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия;

Получената стойност за производство на енергия се разпределя в същото съотношение между производство на топлинна енергия и производството на електрическа енергия.

10. Обосновка разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Във връзка с осъществяване на дейностите по лицензията с минимални разходи „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД планира да използва административни вътрешно–групови услуги, както и командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите и извършване на основните дейности на дружеството. Предлаганият подход оптимизира разходите на дружеството във връзка с ползваните

финансово-административни, правно – корпоративни услуги, както и услуги, свързани с човешки ресурси, IT и телекомуникации, и предоставяне на персонал. Представена е подробна обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените. За целите на оптимизацията дружеството е проучило възможностите за ползване на ресурси на трети страни или наемането на допълнителни служители, като и двете възможности са отхвърлени като водещи до допълнителни разходи.

Финансово – административни услуги

Планираната сума за финансово–административните услуги е формирана на базата на прогнозни данни, в резултат на детайлен анализ, извършен при цялостното планиране на дейността на дружеството.

Финансово–административните услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „Веолия Сървисиз България“ ЕАД и „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, по силата на който „Веолия Сървисиз България“ ЕАД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси и IT и телекомуникация. Възнаграждението за услугите се определя на база всички преки и косвени разходи, направени от административните поддържащи функции, чрез пропорционално разпределение в съответствие с приноса на приходите на всяко предприятие в енергийния бизнес на Групата на Веолия в България с минимална надценка в размер на 5%.

11. Услуги по договор за предоставяне на персонал

В съответствие с глобалната стратегия на „Веолия Енвайърмънт“ и във връзка с необходимостта от подпомагане и съблюдаване на икономическото и бизнес развитие на групата е сключен договор за предоставяне на специалисти - ръководители, които да улеснят разработването на корпоративната стратегия и да предоставят на дружеството ползата от експертния си опит и груповата визия.

В обхвата на разходите, които се префактурират са включени:

- всички компоненти на договорното възнаграждение на служителите, което трябва да получават от „Веолия Енвайърмънт“;

- осигурителни вноски и свързани с тях разходи, платени от „Веолия Енвайърмънт“;

- всички други разходи, платени от „Веолия Енвайърмънт“, пряко или косвено свързани с командированите служителите.

Върху горепосочените услуги не се начислява надценка.

12. Обосновка на прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира да бъде в размер на 63 035 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 38 434 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 24 601 MWh. Прогнозните количества топлинна енергия са с 1 173 MWh повече спрямо отчетната 2020 г., като това се дължи на по-голямото количество ден-градуси и присъединяването на нови консуматори.

Потреблението на топлинна енергия за регулаторния период 2021/2022 г. се определя като от сбора на приравнената по ден-градуси потребена топлинна енергия за предходната година с прогнозираната топлинна енергия от развитието за съответния период се извади количеството енергия, което няма да се достави, поради ремонти на основни производствени съоръжения и рехабилитация на участъци от мрежата и АС. Отчетени са и други фактори като енергийните спестявания при крайни клиенти (саниране на жилищни сгради, подмяна на отоплителни и БГВ инсталации и др.), мерките срещу разпространението на пандемията от Covid-19 и засилващия се ефект от глобалното затопляне.

- Топлинна енергия за разпределение за отопление

Топлинната енергия за отопление за новия ценови период е приравнена спрямо очакваните ден-градуси, определена въз основа на отчетните данни за 2020 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2021/2022 г.

За новия регулаторен период очакваното количество топлинна енергия за отопление се планира в размер на 38 434 MWh, при обща сума на ден-градусите за същия период от 1 926. Разликата от 807 MWh спрямо 2020 г. се дължат на предвиждането по-студено време /повече ден-градуси/ и присъединяване на нови консуматори.

- Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване

Планираното количество е 24 601 MWh, които са с 1,5% повече от отчетната година, поради присъединени нови консуматори на този вид услуга.

13. Обосновка за прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през новия ценови период

Прогнозните технологични разходи на топлинна енергия по преноса и в АС през бъдещият ценови период са 22,87% или с 0,02% по-малко от тези в 2020 г.

***- Технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** - Приетата стойност на този показател за регулаторен период 07.2021 - 06.2022 г. е в размер на 12 180 MWh и е с 2,5% по-висока от тази за 2020 г. Причината за това е по-голямото количество топлинна енергия в преноса през бъдещия ценови период.*

***- технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС** - Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е 1 265 MWh и е с 0,9% по-високо от същото през 2020 г., поради по-голямото количество топлинна енергия, която ще се достави до АС през бъдещия ценови период.*

*- **технологични разходи от изтичане на топлоносител** - Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа е в размер на 5 243 MWh, с около 0,2 % по-високо от същото отчетено количество за 2020 г. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,5 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 75,6 ^0C и 58,4 ^0C. Причината за това е по-голямото количество топлинна енергия в преноса през бъдещия ценови период.*

14. Обосновка на произведеното количество топлинна енергия. Собствени нужди на топлинна енергия.

Отчитайки загубите в АС и по мрежата произведената прогнозна топлинна енергия, на изход централа е 81 722 MWh.

Предвид разполагаемостта на производствените съоръжения /времето извън планираните ремонти/ се определя кои съоръжения колко топлинна енергия ще произведат, откъдето по количеството топлинна енергия за когенераторите се планира и производството на електрическа енергия.

Необходимата произведена топлинна енергия за ценови период 2021-2022 г. се предвижда да е 86 005 MWh при 1 926 прогнозни ден-градуса, като 70 406 MWh се дължи на производство от когенератори, а 15 599 MWh от водогрейни котли. При така планираното производство топлинната енергия за собствени нужди е 4 283 MWh, която е по-малко спрямо нивата на базовия период с 3,2%.

15. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия. Собствени нужди на електрическа енергия.

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото време на разполагаемост на когенераторните инсталации и необходимото количество топлинна енергия за производство през определения период. Общият брой разполагаеми работни часове за новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 30 780 h. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията на съоръженията, както и с прогнозни стойности на аварийност, определени на база исторически данни. Прогнозното количество произведена електрическа енергия за новия ценови период е 68 079 MWh, което е с 954 MWh по-малко от базовата 2020 г., заради прогнозираните по-високи температури в преходните месеци и невъзможност за пълно натоварване на когенераторните инсталации.

Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. възлиза на 65 452 MWh.

16. Обосновка за прогнозни количества горива през новия ценови период

Прогнозните количества гориво са изчислени на база необходимите количества топлинна и електрическа енергия, които трябва да бъдат произведени, транспортирани и доставени за разпределение към консуматорите като са взети предвид технологичните разходи и собствените нужди на производствената централа.

Количествата консумирано гориво се определят въз основа на състоянието на съоръженията и максималното КПД, което може да се постигне при дадените условия.

Гориво за производствени мощности

№	*Гориво за производствени мощности /низша калоричност/*	*мярка*	*2020 г.*	*07.2021 - 06.2022 г.*	*Разлика 2021/2022-2020 г.*
1	*Всичко природен газ*	*MWh*	*187 608*	*186 180*	*-1 427*
2	*Природен газ за когенератори*	*MWh*	*170 835*	*169 678*	*-1 158*
3	*Природен газ за котли*	*MWh*	*16 772*	*16 503*	*-270*

С писмо вх. № Е-14-53-5 от 17.05.2021 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е декларирало, че няма реализирани приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Дружеството на разполага със щатен юрист, поради което има сключен договор за процесуално представителство с адвокатско дружество. Адвокатските хонорари се заплащат на изпълнителя, на база издадени от него фактури. Заплатените адвокатски хонорари въз основа на съдебните решения се осчетоводяват в увеличение на вземанията от длъжниците. При погасяване на вземанията се закриват разчетите, без да се формира приход за дружеството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 0,65% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 1,45% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 0,97% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 12,73% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 16,12% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 17,28%.

Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 18,76%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	87 529	80 225	80 644	81 722	1 078	1,34%	-5 807	-6,63%
1.1.	гореща вода	MWh	87 529	80 225	80 644	81 722	1 078	1,34%	-5 807	-6,63%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	4 307	4 427	4 333	4 283	-50	-1,15%	-24	-0,56%
2.1.	гореща вода	MWh	4 307	4 427	4 333	4 283	-50	-1,15%	-24	-0,56%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,69%	5,23%	5,10%	4,98%	0	-2,34%	0	6,18%
3.1.	гореща вода	%	4,69%	5,23%	5,10%	4,98%	0	-2,34%	0	6,18%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	91 836	84 652	84 977	86 005	1 028	1,21%	-5 831	-6,35%
4.1.	гореща вода	MWh	91 836	84 652	84 977	86 005	1 028	1,21%	-5 831	-6,35%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	22 299	15 861	16 671	15 599	-1 072	-6,43%	-6 700	-30,05%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	67 646	69 033	67 641	68 079	438	0,65%	433	0,64%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 617	2 626	2 610	2 627	17	0,65%	10	0,38%
		%	3,87%	3,80%	3,86%	3,86%	0	0,00%	0	-0,26%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	65 029	66 407	65 031	65 452	421	0,65%	423	0,65%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	65 029	66 407	65 031	65 452	421	0,65%	423	0,65%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	191 586	187 608	185 350	186 180	830	0,45%	-5 406	-2,82%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	168 015	170 835	167 718	169 678	1 960	1,17%	1 663	0,99%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	23 571	16 773	17 632	16 502	-1 130	-6,41%	-7 069	-29,99%
9	ОБЩА ефективност	%	79,09%	78,09%	78,47%	79,09%	0	0,79%	0	0,01%
10	Топлинна ефективност	%	38,82%	37,68%	38,14%	38,97%	0	2,17%	0	0,38%
11	Електрическа ефективност	%	40,26%	40,41%	40,33%	40,12%	0	-0,52%	0	-0,35%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	94,60%	94,56%	94,55%	94,53%	0	-0,02%	0	-0,08%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	112	115	115	116	1	0,87%	4	3,57%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	187	192	190	187	-3	-1,58%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	67 979	61 862	62 137	63 035	898	1,45%	-4 944	-7,27%
10.1.	гореща вода	MWh	67 979	61 862	62 137	63 035	898	1,45%	-4 944	-7,27%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	19 550	18 363	18 507	18 687	180	0,97%	-863	-4,41%
		%	22,34%	22,89%	22,95%	22,87%	0	-0,36%	0	2,38%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	19 550	18 363	18 507	18 687	180	0,97%	-863	-4,41%
		%	22,34%	22,89%	22,95%	22,87%	0	-0,36%	0	2,38%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6 175	7 045	7 096	6 961	-135	-1,90%	786	12,73%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 840	2 038	2 136	2 071	-65	-3,04%	231	12,55%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	912	970	1 046	1 059	13	1,24%	147	16,12%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 537	1 558	1 593	1 621	28	1,76%	84	5,47%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	428	464	477	500	23	4,82%	72	16,82%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	269	281	287	292	5	1,74%	23	8,55%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	159	183	190	208	18	9,47%	49	30,82%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 458	2 015	1 844	1 710	-134	-7,27%	252	17,28%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.		1 226	1 299	1 365	66	5,08%	1 365	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	358,67	364,48	328,58	371,35	43	13,02%	13	3,54%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	912	970	1 046	1 059	13	1,24%	147	16,12%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	778	792	869	884	15	1,73%	106	13,62%
I.2.	по преноса	хил. лв.	134	178	177	175	-2	-1,13%	41	30,60%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 020	1 188	1 023	1 641	618	60,41%	-379	-18,76%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	163	887	367	609	242	65,94%	446	273,62%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 857	301	656	1 032	376	57,32%	-825	-44,43%

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2020 г., „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД отчита ***печалба*** в размер на 573 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за 2019 г. от 1 325 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат ръст през 2020 г., спрямо 2019 г. с 9,09%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 6,35%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че е налице тенденция на влошаване спрямо предходната година на коефициента на общата ликвидност:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,36, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на общата ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2020 г. е 0,29, което е показател, че дружеството не разполага с достатъчно свободни оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова независимост **(**съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви) за текущата година е 0,48, което е индикатор, че дружеството не е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечен капитал, а в края на 2019 г. финансовата структура е 26% собствен капитал и 74% привлечен капитал.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството, които са отнесени пряко към топлинната и електрическа енергия са допълнително преразпределени в съответствие с количествата произведени продукти и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 640 хил. лв. на 480 хил. лв. или с 160 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 621 хил. лв. на 1 558 хил. лв. или със 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 500 хил. лв. на 464 хил. лв. или с 36 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 2 914 хил. лв. на 3 424 хил. лв. или с 510 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 37 253 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от

дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димeнсия	природен газ	мазут	газьол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	42,0080	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Веолия Енерджи Варна		19 587,572	0,00	0,000	0,00	
емитирани CO_2, t		37 253,2	0,0	0,000	0,0	37 253

Прогнозни емисии CO_2 – 37 253 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 37 253 **t X** 91,92 лв./t **= 3 424 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **19 587,52 knm^3**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,88% на 4,77% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 18 687 MWh (22,87%) на 16 387 MWh (20,05%) или с 2 300 MWh до достигане на стойността на постижими от дружеството загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,71 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,63+2,58 =3,21 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 43,92 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

	Q1	Q2	Q3	Q4	
	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	9 677	9 790	8 749	10 453	22 234	25 543	28 351	25 038	24 786	18 797	11 584	10 547	**205 547**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,58**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	25,31	25,00	27,11	23,90	27,98	27,50	25,84	29,18	27,50	31,80	31,80	31,80	**27,96**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	38,42	43,07	5,34	59,92	43,20	62,38	218,77	107,98	149,51	43,33	0,52	30,59	**803**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,17**
		6,21	6,33	4,65	-0,82	-0,23	-0,20	-1,09	-1,21	-1,14	-1,39	-5,91	-0,20	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,31	28,10	27,60	26,38	29,79	28,07	32,50	34,76	31,90	**27,67**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**37 086**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-333**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 470

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 228,06 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,99 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 93,43 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 21 031 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 19 559 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 177 хил. лв. и променливи – 13 382 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 30 858 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,77%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 452 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65 335 MWh

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия и топлинна енергия с гореща вода, произведени по високоефективен комбиниран начин. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информацията по т. I.2, I.10, I.12, II.9 и отчетна информация в справки по ЕССО за 2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 238,22 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 111,76 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 416,73 лв./knm^3 (без акциз и ДДС).

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2021 г. е следната:

I. Условно постоянни разходи

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2020 г. Промените в прогнозата за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложени планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. Разходите за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период се очаква общият размер на разходите за амортизации да покаже минимално увеличение вследствие на новопридобити дълготрайни активи през 2021 г. , както и основен ремонт на газов двигател „Вартцила“, като със стойността на ремонта е увеличена стойността на актива.

2. Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Минималното увеличение спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

а. Предстоящ ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ на когенератор № 1 и когенератор № 2, съгласно предписанието на производителя. Ремонтите ще гарантират

безаварийна работа през следващия ценови период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Стойността на резервните части е посочена в приложената ремонтна програма. Самите ремонти ще бъдат извършени със собствени сили и средства. Сключени са рамкови споразумения за доставка на резервни части и договори за техническо обслужване, приложени към заявлението.

b. *Планирани са ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя - ABB.*

c. *Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Подмяната ще бъде извършена със собствени сили.*

Дружеството ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

През 2020 г. отчетените технологичните разходи по преноса са 36,54%, основно от излъчване, и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма се очаква да достигне 35,9%.

3. *Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2020 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата и свързаното с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на фонда във връзка с промяна в числеността на персонала с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал, поради доста напуснали служители и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.*

4. *Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, за новия ценови период са съпоставими с достигнатите по отчет за 2020 г. В структурата на разходите има минимални увеличения, които са наложени по обективни причини. По видове са, както следва:*

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 41 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 3 хил. лв., основно поради увеличението на цените на горивата за автотранспорт, започнало в края на 2020 г.;*
- *Разходите за застраховки са в на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2020 г. е увеличение с 2 хил. лв.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, вода, осветление и отопление, охрана на труда, се запазват на нивата от 2020 г.*
- *Разходите за абонаментно поддържане и разходите за проверка на уреди са увеличени спрямо отчета за 2020 г. с 6 хил. лв. във връзка с необходимостта за извършване на задължителна метрологична проверка на търговските уреди за измерване на топлинна енергия /топломери, водомери и др./ и задължителни проверки на техническата годност на съоръженията.*
- *Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2020 г., поради настъпилата нормативна промяна и увеличение на необлагаемия минимум.*
- *Увеличението на разходите за експертни и одиторски услуги са увеличени с 5 хил. лв. във връзка с предстоящото проектиране на нова горивна инсталация.*
- *Съдебните разходи са с увеличение от 6 хил. лв. във връзка с предвидените съдебни действия срещу клиенти с просрочени задължения и настъпваща давност.*
- *Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей и Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от клиентите и ползва услугите на други фирми. Тук са включени и разходите за отчет на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като подизпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи са с минимално увеличение от 3 хил. лв., което е наложено от факта, че от началото на 2021 г. чрез касите на Ипей и Изипей ще се събират и сумите за дължимите такси за дялово разпределение, които до този момент се събираха само на касите на „Топлофикация-Враца“ ЕАД.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. Разходите за гориво за прогнозния период са изчислени на база количество гориво и прогноза за цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 39,49 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10.553 kWh/m^3 или – 416,73 лв./knm^3, без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение в размер на 24 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа и предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.

3. В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2020 г. е заложено увеличение в размер на 29 хил. лв. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

III. <u>Регулаторна база на активите</u>

Стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите в Справка №2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2020 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения баланс към 31.12.2020 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2020 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 0,58% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 8,20% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 4,57% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 22,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 196,99%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	114 826	119 130	120 085	128 330	8 245	6,87%	13 504	11,76%
1.1.	гореща вода	MWh	114 826	119 130	120 085	128 330	8 245	6,87%	13 504	11,76%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 257	1 421	1 458	1 421	-37	-2,54%	164	13,04%
2.1.	гореща вода	MWh	1 257	1 421	1 458	1 421	-37	-2,54%	164	13,04%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,08%	1,18%	1,20%	1,10%	0	-8,70%	0	1,13%
3.1.	гореща вода	%	1,08%	1,18%	1,20%	1,10%	0	-8,70%	0	1,13%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	116 083	120 551	121 543	129 751	8 208	6,75%	13 668	11,77%
4.1.	гореща вода	MWh	116 083	120 551	121 543	129 751	8 208	6,75%	13 668	11,77%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	56 914	64 105	61 503	70 167	8 664	14,09%	13 253	23,29%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	59 983	56 526	59 589	60 079	491	0,82%	97	0,16%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 408	4 044	4 014	4 179	166	4,12%	-228	-5,18%
		%	7,35%	7,15%	6,74%	6,96%	0	3,27%	0	-5,33%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	55 575	52 482	55 575	55 900	325	0,58%	325	0,58%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	55 575	52 482	55 575	55 900	325	0,58%	325	0,58%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	216 693	214 262	219 869	229 577	9 707	4,42%	12 884	5,95%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	153 174	142 958	151 274	151 529	254	0,17%	-1 646	-1,07%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	63 518	71 305	68 595	78 048	9 453	13,78%	14 529	22,87%
9	ОБЩА ефективност	%	76,97%	78,03%	78,12%	78,03%	0	-0,11%	0	1,38%
10	Топлинна ефективност	%	37,81%	38,49%	38,73%	38,38%	0	-0,88%	0	1,52%
11	Електрическа ефективност	%	39,16%	39,54%	39,39%	39,65%	0	0,65%	0	1,25%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	89,60%	89,90%	89,66%	89,90%	0	0,27%	0	0,34%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	96	88	91	87	-3	-3,84%	-9	-8,93%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	187	182	183	182	-1	-0,64%	-5	-2,51%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	80 469	75 596	76 024	82 257	6 233	8,20%	1 788	2,22%
10.1.	гореща вода	MWh	80 469	75 596	76 024	82 257	6 233	8,20%	1 788	2,22%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	34 357	43 534	44 061	46 073	2 012	4,57%	11 716	34,10%
		%	29,92%	36,54%	36,69%	35,90%	0	-2,15%	0	19,99%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	34 357	43 534	44 061	46 073	2 012	4,57%	11 716	34,10%
		%	29,92%	36,54%	36,69%	35,90%	0	-2,15%	0	19,99%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 217	4 629	4 947	6 378	1 431	28,93%	1 161	22,25%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	856	810	850	850	0	0,00%	-6	-0,70%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	904	636	647	714	67	10,36%	-190	-21,02%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 314	2 129	2 346	2 299	-47	-2,00%	-15	-0,65%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	446	381	427	445	18	4,22%	-1	-0,22%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	440	379	422	437	15	3,55%	-3	-0,68%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	6	2	5	8	3	60,00%	2	33,33%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	697	673	677	2 070	1 393	205,76%	1 373	196,99%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	330	544	581	599	18	3,10%	269	81,52%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	356,31	340,43	328,26	416,73	88	26,95%	60	16,96%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	904	636	647	714	67	10,36%	-190	-21,02%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	822	511	493	584	91	18,46%	-238	-28,95%
I.2.	по преноса	хил. лв.	82	125	154	130	-24	-15,58%	48	58,54%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита загуба в размер на 379 хил. лв., спрямо отчетена печалба през 2019 г. в размер на 386 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2020 г. бележат спад спрямо предходната година с 18,16%;**
- **Общите разходи намаляват с 15%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извод, че през 2020 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД среща затруднения със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения. През текущата година дружеството не притежава собствени средства да инвестира в нови дълготрайни активи и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 39% собствен капитал и 61% привлечен капитал, а за 2019 г. е 36%% собствен капитал и 64% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 180 хил. лв. на 68 хил. лв. или със 112 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 299 хил. лв. на 2 129 хил. лв. или със 170 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 445 хил. лв. на 381 хил. лв. или с 64 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани от 722 хил. лв. на 673 хил. лв. или с 49 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;
- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 3 951 хил. лв. на 4 100 хил. лв. или с 149 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 44 597,79 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Димензия	природен газ	мазут	дърв. стърготини	сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	tC02/TJ	55,5455	77,4000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	34,2400	40,0000	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	
Тф Враца		23 449,346	0,00	0,00	1320,00	
емитирани CO_2, t		44 597,8	0,0	0,0	0,0	44 597,8

Прогнозни емисии CO_2 – 44 597,8 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 44 597,8 **t X** 91,92 лв./t **= 4 100 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: природен газ - **23 449,346 knm^3** и слънчогледова люспа - **1 320 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,48% на 4,43% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 46 073 MWh (35,90%) на 37 073 MWh (28,89%) или с 9 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,75 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,64+3,63 = 4,27 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ - 45,02 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

	Q1	Q2	Q3	Q4	
	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	13 826	14 421	13 096	14 774	23 883	28 993	31 856	27 552	25 958	18 733	13 717	13 816	**240 625**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,20**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,91	18,48	22,24	24,47	27,93	27,42	25,76	24,51	30,35	32,00	34,10	34,00	**26,86**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	56,20	64,82	9,43	80,45	47,05	71,90	247,08	183,28	141,73	41,34	-15,13	38,68	**966,8**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**27,80**
		-0,19	-0,19	-0,22	-0,25	-0,28	-0,28	-1,17	-5,88	1,71	-1,19	-3,61	2,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,01	18,58	22,35	24,60	28,07	27,56	26,34	27,45	28,64	32,59	35,90	32,00	**27,18**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**43 406**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-389,4**

$$Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = \boxed{577,5}$$

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 242,86 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 117,79 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,68 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 21 485 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 21 053 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 049 хил. лв. и променливи – 17 005 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 756 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 257 MWh

<u>7. „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново</u>

С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията с изключение на информацията по т. I.2., I.10. (в частта за разходите за закупени емисии CO_2) и I.12. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2020 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 281,33 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 148,80 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 505,00 лв./knm^3 (без акциз и ДДС) и

- цена на биомаса – 145 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. Разходи за амортизации

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2020г. са 122 хил. лв., в т.ч. 38 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 84 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2021г.-30.06.2022г. са 140 хил. лв. Завишени са общо с 18 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия /амортизация на реконструкция през 2020 г. на котел ВК 50/.*

**Увеличение на разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия, поради подновяване на част от топлопреносната мрежа по първа и втора магистрала.*

В прогнозните разходи за амортизации <u>не са</u> включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. съгласно т. 31.1., б.“б от Указания-НВ.

На консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се

въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозните разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия са 91 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия - 44 хил. лв., за производство на топлинна енергия - 47 хил. лв.

Прогнозните разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия за ценовия период са 49 хил. лв.

Други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонти

Отчетените разходи за ремонт през 2020 г. общо са 368 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 147 хил. лв., към производството на топлинна енергия 158 хил. лв. и към преноса на топлинна енергия 63 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. са 713 хил. лв., от които за ремонт в производството на електрическа енергия 526 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта 100 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са – 67 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към електрическата енергия***

Условно постоянните разходи, отнесени към електрическата енергия, включват регулярно задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila AB. В зависимост от отработените часове на двигателя се извършват различни по обем и стойност технически обслужвания, разделени по интервал на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 h работа, разходите за 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт).

За периода се предвижда задължително техническо обслужване на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, в т. ч. диагностика на двигателя, диагностика на генератора, диагностика на трансформатор 6/20 kV, подмяна на основни лагери, подмяна на биелни лагери, подмяна на 32 бр. смукателни клапани, подмяна на 32 бр. изпускателни клапани, подмяна на 64 бр. бутални сегменти, подмяна на 2 бр. цилиндрови глави, подмяна на 4 бр. цилиндрови ризи и др. дейности, съгласно техническата инструкция на производителя. Извършването на техническите мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Планираните разходи по тази точка са 210 хил. лв.

Освен задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на аварийните ремонти, димогарни тръби и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на 90 хил. лв.

Подмяна на моторно, турбинно и генераторно масло и запалителни свещи - Wartsila 16V25SG:

1. Разходи за запалителни свещи - определени са в размер на 6 хил. лв. Съгласно техническата спецификация и работните часове на двигателя е необходима тяхната подмяна всеки месец.

2. Разходи за моторно масло - Планираният общ разход за моторно масло през новия регулаторен период възлиза на 90 хил. лв. Той е формиран от разхода на масло, съгласно документацията, предоставена от производителя, и предписаната задължителна периодична подмяна на отработеното моторно масло на всеки 2 000 мото-часа, в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка.

3. Разходи за турбинно масло - Газо-буталният двигател Wartsila 16V25SG работи с принудително пълнене на въздух за горене, което се осъществява посредством два турбокомпресора ABB VTR-254-11. Съгласно техническата инструкция на производителя ABB е необходимо турбинното масло да се подменя при плановите технически обслужвания на двигателя. Планираният общ разход на турбинно масло е 20 хил. лв.

4. Разходи за подмяна на маслото на лагерите на електрическия генератор Leroy-Somer LSA-56-M6-6P - Съгласно техническата инструкция на производителя Leroy-Somer,

планираният разход на маслото е 10 хил. лв.

Разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на електрическа енергия, в размер на 10 хил. лв.

Разходи за трансформаторно масло - Планираният разход за трансформаторно масло е 10 хил. лв., съгласно техническата инструкция за експлоатация на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, част от инсталацията за високоефективно комбинирано производство с газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG.

Техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11 - За периода се предвижда задължително техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11. Техническото обслужване включва извършване на пълно техническо обслужване на турбокомпресорите VTR 254-11 съгласно изискванията на завода-производител, вкл. почистване на всички части и балансиране на ротор подмяна на комплект лагери от компресорната и турбинната страна, подмяна на уплатняващи втулки, филтърни елементи и др. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 80 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към топлинната енергия***

Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за топлинна енергия.

2.7. Техническо обслужване на парен котел ПТ-10: дружеството планира да извърши частичен ремонт на нагревните повърхности на парния котел, ремонт на един брой димен вентилатор, ремонт на два броя мултициклони, ремонт на скарната горивна уребда, ремонт на транспортната лентовата система за подаване на горивото, към котела. Планираните разходи по тази точка са в размер на 10 хил. лв.

2.8. Техническо обслужване на водогреен котел Bertsch. Съгласно ремонтната програма на дружеството се предвижда извършване на следните технически мероприятия: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH, подмяна на нагревни повърхности част от тръбния сноп, ремонт на рециркулационна помпа. Планираните разходи по тази точка са 10 хил. лв.

- ***Общи разходи за двата продукта***

Към общите разходи за двата продукта, дружеството планира да извърши:

- Разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация - С цел поддържане на максимална стойност на общата термична ефективност на когенерационния агрегат, през периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е предвидена рехабилитация на топлообменните апарати по хода на мрежова вода, които служат за утилизация на топлинната енергия и осигуряват работата на двигателя. Предвидените дейности са ревизия, дефектовка и рехабилитация/подмяна на нагревни повърхности на охладител на двигателното масло, охладител на водните ризи и Интеркулер.

Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, предвиждащи пълна подмяна на утилизатора на димни газове, възлиза на 80 хил. лв.

- Разходи за ремонт на покрива на машинна зала. Състоянието на покрива на сградата на машинна зала е в лошо, през последната година се наблюдава увеличаване на течовете на дъждовна вода в производствените помещения, което е риск от настъпване на авария. Предвидените разходи за ремонт на покрива са 20 хил. лв.

- ***Разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия***

Съгласно ремонтната програма на дружеството се планира: подмяна на салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, подмяна на спирателна арматура, подмяна на амортизирани участъци от топлопреносната мрежа, дефектовка на участъци от ТПМ. Планират се извършване на ремонти и подмяна на дефектирало оборудване в абонатните станции. Планираните разходи по тази точка са 67 хил. лв.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от са 732 хил. лв., като са завишени с 63 хил. лв. в сравнение с отчетените 669 хил. лв. за 2020 г.

Увеличението на заплатите на работещите в дружеството е базирано на

увеличението на МРЗ с 9,4% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2020 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2020 г. е 38 работници и служители и изпълнителен директор.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на квалифициран персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до нивото на възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

4. Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи.

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2021 г. до 30.06.2022 г. Социални разходи не са прогнозирани.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

За новия ценови период разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са 738 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 13 хил. лв., завишени с 3 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2020 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс и по-големият разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на топлинна енергия“ поради честите аварии на топлопреносната мрежа.

5.2. Материали за текущо поддържане – 34 хил. лв.

Разходите включват подмяната на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишението е в производството в сравнение с отчетените за 2020 г., поради честите аварии на котел ПТ 10 и нуждата от текущ ремонт.

В дейността „Пренос“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по мрежата, която вече е много остаряла и се нуждае от основен ремонт.

5.3. Въоръжена и противопожарна охрана – 42 хил. лв.

Отчетените разходи за въоръжена и противопожарна охрана са увеличени в сравнение с 2020 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана във връзка с новия размер на МРЗ за страната.

5.4. Разходите за наем включват:

- Наем на „Газов генераторен комплект №7 – 5027/когенератор/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ АД .

- Наем на Телехендер „ MANITU “ /телескопичен манипулатор/ съгласно Договор от 01.02.2010г. с „МИНА Станянци“ АД, гр.София. Използва се да зарежда биогориво в котел ПТ 10 и като вътрешнозаводски транспорт.

5.5. Безплатна храна съгласно нормативен акт – Безплатна храна за работниците по Наредба 11.

5.6. Разходи за екология - 19 хил. лв, включват:верификация на годишни доклади за емисии парникови газове, във връзка с участие в ЕСТЕ и такса за депониране на отпадъци от котел ПТ 10. Таксите за депониране на отпадъци са завишени, съгл. действащата нормативна уредба.

II. Приходи от присъединяване и услуги *- Не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители, защото от няколко години няма такива.*

III. Променливи разходи

Разходи за вода - Отчетените разходи общо за вода за 2020 г. са 344 хил. лв., от които в производството са 46 хил. лв.

За новия ценови период разходите за вода в производството са завишени във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие и необходимостта от очистване на димни газове от прах чрез воден скубер.

„Топлофикация ВТ“ АД ползва вода от В и К “Йовковци“ ООД за технологични нужди.

Разходи за акциз - Разходите за акциз за 2020 г. са 159 хил. лв. За новия ценови период разходите за акциз са 173 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ.

„Топлофикация ВТ“ АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW, поради което дружеството заплаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа

енергия.

IV. Справка за средно претеглена норма на възвращаемост на привлечения капитал *към 31.12.2020 г., от която е видно, че нормата на възвращаемост на привлеченият капитал е 6,26%.*

V. Регулаторна база на активите на дружеството

1. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

В признатата стойност на активите към 31.12.2020г. не са включени:

а) Активи несвързани с лицензионната дейност

б) Активи отдадени под наем

в) Консервирани дълготрайни материални активи

г) Активи, придобити чрез финансиране

Финансирането на ДА е с различен % при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива.

д) Лек автомобил.

2. Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство.

Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия.

Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ са отнесени към производството на топлинна енергия.

3. Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия.

Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия е 48% от отчетната стойност на всички активи, участващи в комбинираното производство. База за разпределение е общата мощност на когенератора – 5,9 MW, в т.ч.

2,8 MW електрическа мощност - 48%

3,1 MW топлинна мощност - 52%

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

4. Разпределението на дълготрайните активи между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

VI. Оборотен капитал *- Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.*

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 4,57% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 14,18% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 42,06%, прогнозните за новия ценови период са 37,59%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 47,96% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 100,85%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 54,39%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димениция	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	37 045	33 037	33 513	35 526	2 013	6,01%	-1 519	-4,10%
1.1.	гореща вода	MWh	37 045	33 037	33 513	35 526	2 013	6,01%	-1 519	-4,10%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	2 039	5 406	6 118	3 246	-2 872	-46,94%	1 207	59,21%
2.1.	гореща вода	MWh	2 039	5 406	6 118	3 246	-2 872	-46,94%	1 207	59,21%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	5,22%	14,06%	15,44%	8,37%	0	-45,76%	0	60,49%
3.1.	гореща вода	%	5,22%	14,06%	15,44%	8,37%	0	-45,76%	0	60,49%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	39 084	38 443	39 630	38 772	-858	-2,17%	-312	-0,80%
4.1.	гореща вода	MWh	39 084	38 443	39 630	38 772	-858	-2,17%	-312	-0,80%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	16 371	16 043	18 476	13 370	-5 106	-27,64%	-3 001	-18,33%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	21 114	19 082	19 221	20 100	879	4,57%	-1 014	-4,80%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	-100,00%	0	-100,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	-100,00%	0	-100,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	21 114	19 082	19 221	20 100	879	4,57%	-1 014	-4,80%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	20 344	17 439	17 471	18 600	1 129	6,46%	-1 744	-8,57%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	771	1 643	1 750	1 500	-250	-14,28%	729	94,65%
		%	3,65%	8,61%	9,10%	7,46%	0	-18,03%	0	104,47%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	75 576	77 771	79 788	74 658	-5 130	-6,43%	-918	-1,21%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	55 014	54 031	55 501	55 951	450	0,81%	937	1,70%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	20 562	23 740	24 287	18 707	-5 580	-22,98%	-1 855	-9,02%
9	ОБЩА ефективност	%	75,96%	66,77%	61,72%	75,52%	0	22,36%	0	-0,57%
10	Топлинна ефективност	%	37,58%	31,45%	27,09%	39,60%	0	46,16%	0	5,37%
11	Електрическа ефективност	%	38,38%	35,32%	34,63%	35,92%	0	3,73%	0	-6,40%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	79,62%	67,58%	76,07%	71,47%	0	-6,05%	0	-10,23%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	102	106	109	111	2	1,83%	9	8,82%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	199	233	236	200	-36	-15,25%	1	0,50%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	33 342	17 540	19 419	22 173	2 754	14,18%	-11 169	-33,50%
10.1.	гореща вода	MWh	33 342	17 540	19 419	22 173	2 754	14,18%	-11 169	-33,50%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	3 703	15 498	14 094	13 353	-741	-5,26%	9 650	260,60%
		%	10,00%	46,91%	42,06%	37,59%	0	-10,63%	0	276,02%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	3 703	15 498	14 094	13 353	-741	-5,26%	9 650	260,60%
		%	10,00%	46,91%	42,06%	37,59%	0	-10,63%	0	276,02%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 666	1 969	2 159	2 465	306	14,17%	799	47,96%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	154	122	106	140	34	32,08%	-14	-9,09%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	355	368	594	713	119	20,03%	358	100,85%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	566	669	697	732	35	5,02%	166	29,33%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	113	129	129	142	13	10,08%	29	25,66%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	109	128	128	141	13	10,16%	32	29,36%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	4	1	1	1	0	0,00%	-3	-75,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	478	681	633	738	105	16,59%	260	54,39%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	410	265	341	420	79	23,17%	10	2,44%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	472,77	459,38	415,92	505,00	89	21,42%	32	6,82%
III.	Цена на биомаса	лв./t	145,00	147,39	142,60	145,00	2	1,68%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	355	368	594	713	119	20,03%	358	100,85%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	338	305	507	646	139	27,42%	308	91,12%
I.2.	по преноса	хил. лв.	17	63	87	67	-20	-22,99%	50	294,12%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	1 620	1 620	0,00%	1 620	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.				1 600	1 600	0,00%	1 600	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.				20	20	0,00%	20	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация ВТ“ АД за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 2 420 хил. лв., при ***загуба*** 1 595 хил. лв. за 2019 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 2,40%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. със 7,85%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2020 г., както и в края на 2019 г., остава влошена и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите от продажба на електрическа енергия бележат спад спрямо предходната година с 422 хил. лв., докато приходите от продажба на топлинна енергия са с ръст от 292 хил. лв., независимо от отчетения спад на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 713 хил. лв. на 403 хил. лв. или с 310 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и допълнително 10% завишение и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 732 хил. лв. на 669 хил. лв. или с 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 142 хил. лв. на 129 хил. лв. или с 13 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани общо от 738 хил. лв. на 342 хил. лв. или с 396 хил. лв., в това число изцяло коригирани са допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 250 хил. лв. на 0 лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, до нивото на отчетените стойности през 2020 година и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за вода, като част от променливите разходи, са коригирани от 396 хил. лв. на 344 хил. лв. или с 52 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 274 хил. лв. на 1281 хил. лв. или със 7 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 13 940,76 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на

утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газьол	пелети, слама, дърв.чипс	биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,5455	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,2400	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
Тф ВТ		7 330	0	0	0	1 264	
емитирани CO_2, t		13 941	0	0	0	0	13 940,8

Прогнозни емисии CO_2 – 13 940,76 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 13 940,76 **t X** 91,92 лв./t **= 1 281 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 7 330 knm^3 и биомаса 1 264 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,26% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” е коригиран разходът на природен газ в енергийната част от 5 970 knm^3 на 5 820 knm^3 или със 150 knm^3, до достигане на показателя Икономия на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделно производство в границите на отчетената стойност през базовата година.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 353 MWh (37,59%) на 7 113 MWh (20,02%) или с 6 240 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,90 лв./MWh;
3. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) - 9,21 лв./MWh;
4. Съхранение - 0,76911 лв./MWh;
5. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) - 0,39230 лв./MWh;
6. Достъп до ГПМ - 2,205565 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 53,48 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	5 855	0	2 743	6 436	7 870	10 360	10 311	9 126	8 493	6 225	5 803	5 644	**78 865**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,78**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	24,98	25,12	25,59	26,33	27,35	29,13	27,42	27,38	26,55	23,32	23,58	20,60	**26,11**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	23,25	0,00	1,67	34,24	17,77	24,24	73,93	47,59	55,25	40,75	24,12	47,99	**391**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,48**
		5,88	6,45	3,13	1,61	-0,86	1,43	0,49	-3,01	-2,09	-9,87	-14,13	-11,40	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	27,78	27,70	26,93	28,89	27,59	28,25	30,64	26,30	**26,83**

2. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**13 544**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-121**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 269

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 266,48 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 141,41 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,84 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 7 765 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 668 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 410 хил. лв. и променливи – 6 258 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 838 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 413 MWh

8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-16-3 от 02.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. II.7.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 222,38 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 96,47 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 483,29 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Топлофикация Разград“ ЕАД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизируемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

За новия регулаторен период стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е към 31.12.2020 г.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 45 хил. лв., разпределени както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 10 хил.лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 15 хил.лв.;*
- *Отнесени към преноса – 20 хил.лв.*

Поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия,

дружеството счита, че не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения като Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Към момента с повече от 10 000 работни часа е надхвърлен ресурса на ИКПТЕЕ за извършване на основен ремонт на 60 000 работни часа и, въпреки осъществяването на текущи обслужвания на всеки 2 000 часа, има реална заплаха от дългосрочно аварийно спиране на ИКПТЕЕ.

Отчетените през 2020 г. разходи за ремонт на ИКПТЕЕ са разпределени между топлинната и електрическа енергия в съотношение 50/50. Следва да се отчете, че всички разходи за авариен ремонт се претендират към застраховател на база сключена застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността". През 2020 г. в отчетените разходи за авариен ремонт попадат 15 хил. лв. от самоучастия по три признати претенции към застраховател - две от 2019 г. за претендирани ремонтни дейности на обща стойност 89 хил. лв. и една от претендиран ремонт през 2020 г. на стойност 16 хил. лв. Допълнително дружеството е претендирало и суми за три аварийни ремонти на ИКПТЕЕ на обща стойност 23 хил. лв. Ако същите не бъдат признати и заплатени от застрахователя, то те ще намерят място в отчетените през 2021 г. разходи за ремонт. Отделно са отчетени и допълнителни разходи за ремонт в производството на топлинна енергия, представляващи изписване на материали за ремонт на водогрейни котли – монтаж и заварки.

По отношение за разходите за ремонт в преноса на топлинна енергия, през текущия период са отчетени разходи в размер на 20 хил. лв., основно за извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията. Видно от отчетените разходи за инвестиции през последните години дружеството няма финансов ресурс за подмяна на компроментирани участъци от топлопреносната мрежа, следствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти с цел отстраняване на възникнали пробиви. Планирано е увеличение на разходите за ремонт, дължащо се основно на необходимостта от извършване на поредица от ремонтни дейности, които да гарантират нормалната работа на дружеството.

Планираните разходи за ремонт на обща стойност 194 хил. лв. са разпределени, както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 66 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 96 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 32 хил. лв.*

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2021 г. и 2022 г.

Приложена е обосновка на необходимите ремонтни дейности по позиции в котелен цех, ИКПТЕЕ, цех ХВО, топлопреносна мрежа и АС и сграден фонд.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократното увеличение на размера на минималната работна заплата, не се отчита съществено увеличение на работните заплати. Застаряването на персонала, както и липсата на квалифицирана работна сила затруднява нормалното изпълнение на лицензионните задължения. Средната заплата в дружеството е под средната заплата за отрасъла.

Предвид гореизложеното за новия регулаторен период е предвидено 16% увеличение на разходите за работни заплати, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата считано от 01.01.2021 г. и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати. Допълнително са планирани средства за очаквано пенсиониране на няколко служители, придружено със съответните допълнителни разходи по изплащане на няколко работни заплати.

4. Начисления свързани с т. 3 по действащото законодателство

Включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - *Горива за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали – планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г.*

Отчетените материали за текущо поддържане за 2020 г. са в размер на 112 хил .лв. Основен дял (87%) съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 h.

През 2020 г. са извършени три броя технически обслужвания, както следва:

- м. януари 2020 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 62 хил. работни часа на стойност 28 хил. лв.;

- м. март 2020 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 64 хил. работни часа на стойност 41 хил. лв.;

- м. септември 2020 г. - извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 66 хил. работни часа на стойност 28 хил. лв.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива с приблизително 18 хил. лв. Основното увеличение се дължи на очакваната по-висока стойност на предстоящите технически обслужвания. Същите са определени съобразно режима на работа на ИКПТЕЕ при достигането на определен брой часове, съобразно които са предписани и съответните технически обслужвания.

- *м. октомври 2021 г. – техническо обслужване на 72 хил. работни часа на приблизителна стойност – 23 хил. лв.;*
- *м. януари 2022 г. – техническо обслужване на 74 хил. работни часа на приблизителна стойност – 34 хил. лв.;*
- *м. април 2022 г. – техническо обслужване на 76 хил. работни часа на приблизителна стойност – 50 хил. лв.*

Подменяните при всяко техническо обслужване части са с полезен живот между 2 и 4 хил. работни часа, т. е. с полезен живот по-малък от една година. Това налага същите да бъдат отчетени като материали за текущо обслужване без инвестиционен характер.

Застраховки, данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи и др. са планирани на база постигнатите разходи през 2020 г.

Наеми, безплатна храна, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията – не са планирани.

Отчетените разходи, присъщи за дейността, през 2020 г., са нанесени в графа други разходи, като включват:

- *разходи за провеждане на процедури по ЗОП и извън приложното поле на ЗОП, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги – 12 хил. лв.*
- *разходи за медийно обслужване и ПР – 6 хил. лв.;*
- *разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни и физико-химичен анализ – 1 хил. лв.;*
- *материали за автотранспорт – 1 хил. лв.*
- *други материали – 5 хил. лв., в състава на които са включени канцеларски материали – 2 хил. лв., стопански инвентар – 3 хил. лв.*
- *Възнаграждение за участие на юридическо лице в Съвета на директорите – 11 хил. лв.*
- *Други външни услуги – 4 хил. лв.*

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност – *планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г.*

За 2020 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 493 хил. лв., основен дял от които съставляват разходите, представляващи ежемесечни 5% вноски от приходите от продажба на електрическа енергия, съгласно чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ в размер на 158 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 80 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 79 хил. лв., отписани вземания в размер на 41 хил. лв., недостиг на

електрическа енергия при участие в стандартна балансираща група и разход за покупко-продажба на електрическа енергия в рамките на деня – 21 хил. лв., разходи за достъп на производители в размер на 33 хил. лв., разходи за участие в стандартна балансираща група – 5 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 40 хил. лв., разходи за провизии – 5 хил. лв. (енергийни спестявания за 2020 г., съгласно чл.14, ал.4, т.2 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ)), разходи за минали периоди – 15 хил. лв. (изплащане на задълженията за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4, т. 2 от ЗЕЕ), брак – 1 хил. лв. и др.

***7. Приходи от присъединяване и услуги** – не са планирани.*

***8. Приходи от топлоносител** – не са планирани.*

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

1. Разходи за материали

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия и за производство на топлинна енергия от водогрейни котли. Цената на природния газ е съобразена с утвърдената в Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена за „Топлофикация – Разград“, която включва:

- *Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,01 лв./MWh;*
- *Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,2 + 20+120 = 145,20 лв./knm^3;*
- *От 01.02.2020 г. цената на „Овергаз Мрежи“ АД за разпределение на природен газ е 9,76 лв./MWh, а за снабдяване – 0,60 лв./MWh.*

Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,562 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-26 от 01.07.2020 г.).

1.2. Разходи за вода – планирано е завишение с 1 хил. лв., във връзка с покачване на крайната цена.

1.3. Разходи за закупена енергия – планирано увеличение с около 13%. Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в преноса е свързано с очакваното излизане на дружеството (в частта АС) на свободен пазар на електрическа енергия, където се очаква цената да е по-висока, спрямо тази на регулиран пазар.

1.4. Консумативи (химикали, реагенти) – включени са разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. Планирани са на база постигнатите разходи през 2020 г., като същевременно е планирано 13% увеличение, свързано с увеличение на цените на химикалите и реагентите, използвани за обработка на водата и използваните смазочни материали, осигуряващи безпроблемната работа на съоръженията.

2. Разходи за външни услуги – не са планирани

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

4. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – не са планирани.

За новият регулаторен период дружеството не планира разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове. Това е свързано с излизане на „Топлофикация –Разград“ АД от Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ), вследствие отмяната на Разрешително за емисии на парникови газове № ЗЗ-Н1/2015 г. В тази връзка е отпаднало задължението на дружеството за 2020 г. за предаване на квоти на емисии на парникови газове в размер на изчислените емисии за предходната календарна година.

Разходите, които не са пряко относими към двата продукта, а са характеризирани като общи, са разпределени пропорционално на произведената топлинна и електрическа енергия.

Дружеството не притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

Поради необосновано и високи цени на топлинната енергия, които се получават за новия регулаторен период при работа с Коефициент на разпределение на горивото в производството - 0,40, дружеството е работило с коефициент – 0,30.

По отношение на направените през 2020 г. инвестиции Дружеството отчита разходи в размер на 8 хил. лв. в дълготрайни материални активи. Отчетените през 2020 г. инвестиции

са свързани с изграждане на система за контрол на достъпа - 2 хил. лв. и допълнителна функционалност на софтуера за събиране на вземания – 6 хил. лв.

За новия регулаторен период не са планирани разходи за инвестиции.

Дейността на „Топлофикация - Разград“ АД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 4,94% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 4,11% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 10,91% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 29,60% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 158,67 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи със 100%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	34 420	33 509	31 383	33 340	1 957	6,24%	-1 080	-3,14%
1.1.	гореща вода	MWh	34 420	33 509	31 383	33 340	1 957	6,24%	-1 080	-3,14%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	800	565	535	600	65	12,15%	-200	-25,00%
2.1.	гореща вода	MWh	800	565	535	600	65	12,15%	-200	-25,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,27%	1,66%	1,68%	1,77%	0	5,47%	0	-22,17%
3.1.	гореща вода	%	2,27%	1,66%	1,68%	1,77%	0	5,47%	0	-22,17%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	35 220	34 074	31 918	33 940	2 022	6,33%	-1 280	-3,63%
4.1.	гореща вода	MWh	35 220	34 074	31 918	33 940	2 022	6,33%	-1 280	-3,63%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	18 920	18 580	16 968	18 440	1 472	8,68%	-480	-2,54%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	16 500	16 299	15 552	16 300	748	4,81%	-200	-1,21%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 263	1 093	1 067	1 100	33	3,09%	-163	-12,91%
		%	7,65%	6,71%	6,86%	6,75%	0	-1,64%	0	-11,84%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	15 237	15 206	14 485	15 200	715	4,94%	-37	-0,24%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	15 237	15 206	14 485	15 200	715	4,94%	-37	-0,24%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	60 164	59 473	56 499	61 685	5 186	9,18%	1 521	2,53%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	40 870	40 509	38 921	41 535	2 614	6,72%	665	1,63%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	19 294	18 964	17 578	20 150	2 572	14,63%	856	4,43%
9	ОБЩА ефективност	%	78,30%	77,09%	76,99%	75,12%	0	-2,44%	0	-4,06%
10	Топлинна ефективност	%	37,93%	36,85%	37,04%	35,87%	0	-3,14%	0	-5,41%
11	Електрическа ефективност	%	40,37%	40,24%	39,96%	39,24%	0	-1,79%	0	-2,79%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	98,06%	97,98%	96,53%	91,51%	0	-5,20%	0	-6,68%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	74	89	91	68	-23	-25,44%	-7	-8,93%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	193	178	179	196	17	9,59%	3	1,77%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	24 620	22 296	21 573	22 460	887	4,11%	-2 160	-8,77%
10.1.	гореща вода	MWh	24 620	22 296	21 573	22 460	887	4,11%	-2 160	-8,77%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	9 800	11 213	9 810	10 880	1 070	10,91%	1 080	11,02%
		%	28,47%	33,46%	31,26%	32,63%	0	4,40%	0	14,62%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	9 800	11 213	9 810	10 880	1 070	10,91%	1 080	11,02%
		%	28,47%	33,46%	31,26%	32,63%	0	4,40%	0	14,62%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 458	1 671	1 679	1 889	210	12,51%	431	29,60%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	353	417	395	365	-30	-7,59%	12	3,40%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	75	45	67	194	127	189,55%	119	158,67%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	529	535	535	621	86	16,07%	92	17,33%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	108	107	107	124	17	15,89%	16	14,52%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	101	99	99	115	16	16,16%	14	13,55%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	7	8	8	9	1	12,50%	2	28,57%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	392	567	575	585	10	1,74%	193	49,23%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	325	377	377	377	0	0,00%	52	16,00%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	483,92	484,08	428,99	483,29	54	12,66%	-1	-0,13%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	75	45	67	194	127	189,55%	119	158,67%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	33	25	36	162	126	350,00%	129	390,91%
I.2.	по преноса	хил. лв.	42	20	31	32	1	3,23%	-10	-23,81%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	439	8	8	0	-8	-100,00%	-439	-100,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	382	2	2	0	-2	-100,00%	-382	-100,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	57	6	6	0	-6	-100,00%	-57	-100,00%

„Топлофикация Разград“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „Топлофикация Разград“ АД за 2020 г. е с отрицателна стойност в размер на 210 хил. лв., формиран от реализираната ***загуба*** на стойност 210 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна величина в размер на 1 025 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 1 201 хил. лв. и положителен друг всеобхватен доход за периода, нетно от данъци 2 226 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия и услуги се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 3,26%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. със 7,21%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 60% собствен капитал и 40% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 58% собствен капитал и 42% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 194 хил. лв. на 50 хил. лв. или със 144 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 620 хил. лв. на 535 хил. лв. или с 85 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 124 хил. лв. на 107 хил. лв. или със 17 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,26% на 4,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 880 MWh (32,63%) на 9 380 MWh (28,13%) или с 1 500 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,90 лв./MWh;

3. Достъп и пренос по мрежата на ГРД - 11,457 лв./MWh;
4. Пренос - 0,46 лв./MWh;
5. Достъп - 1,94 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 55,13 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 817	1 771	1 855	2 361	7 314	9 815	10 657	8 804	9 802	4 417	2 209	1 893	**62 714**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,98**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	29,46	29,03	32,82	35,08	38,57	38,06	37,29	40,75	39,00	42,45	42,45	42,45	**38,34**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	7,21	7,79	1,13	12,56	13,38	22,97	76,41	32,66	53,52	7,11	-6,43	5,30	**234**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,25**
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	9,26	4,74	10,45	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	32,00	**28,25**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**0**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**0,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**0,00**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 246

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 218,67 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 93,60 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 94,20 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 5 581 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 387 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 368 хил. лв. и променливи – 4 019 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 543 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 960 MWh

<u>9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив</u>

С писмо вх. № Е-14-56-4 от 16.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.2, т. I.5, т. I.8, т. I.12, т. II.2, т. II.4, т. II.7 и отчетни справки за 2020 г. по ЕССО.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 358,94 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 84,42 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 404,00 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 79,82% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 64,18% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не предвижда изменение на разходите спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 – 30.06.2020 г.). Също така не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	2 496	2 183	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	2 496	2 183	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	256	458	302	256	-46	-15,23%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	256	458	302	256	-46	-15,23%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,30%	17,34%	19,05%	9,30%	0	-51,18%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	9,30%	17,34%	19,05%	9,30%	0	-51,18%	0	0,00%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-	MWh	2 752	2 641	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	2 752	2 641	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	2 122	1 985	1 025	1 997	972	94,83%	-125	-5,89%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	148	89	4	161	157	3925,00%	13	8,78%
		%	6,97%	4,48%	0,39%	8,06%	0	1965,91%	0	15,59%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 974	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	-138	-6,99%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 974	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	-138	-6,99%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	5 669				0	0,00%	-5 669	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 669				0	0,00%	-5 669	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	81,46%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	44,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	37,43%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	1 784	1 178	843	1 384	541	64,18%	-400	-22,42%
10.1.	гореща вода	MWh	1 784	1 178	843	1 384	541	64,18%	-400	-22,42%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	712	1 005	440	1 112	672	152,73%	400	56,18%
		%	28,53%	46,04%	34,29%	44,55%	0	29,91%	0	56,18%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	712	1 005	440	1 112	672	152,73%	400	56,18%
		%	28,53%	46,04%	34,29%	44,55%	0	29,91%	0	56,18%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	531	487	495	531	36	7.27%	0	0.00%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	120	130	124	120	-4	-3.23%	0	0.00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	70	60	60	70	10	16.67%	0	0.00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	56	55	59	56	-3	-5.08%	0	0.00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	55	54	58	55	-3	-5.17%	0	0.00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	1	1	1	1	0	0.00%	0	0.00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	95	62	64	95	31	48.44%	0	0.00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	15	69	60	26	-34	-56.67%	11	73.33%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	480.00	420.00	400.00	310.00	-90	-22.50%	-170	-35.42%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0.00%	0	0.00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	190	180	188	190	2	1.06%	0	0.00%
I.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0.00%	0	0.00%

„Юлико Евротрейд“ ЕООД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Юлико Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2020 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 23 хил. лв., увеличена спрямо 2019 г., когато е в размер на 87 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо 2019 г. с около 57,30%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 57,64%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 45% собствен капитал и 55% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 38% собствен капитал и 62% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 130 хил. лв. на 72 хил. лв. или с 58 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 90 хил. лв. на 80 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 56 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 1 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,92% на 5,25% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 812 MWh (32,53%) или с 300 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 41,34 лв./MWh;

3. Пренос - 0,65 лв./MWh;

4 . Достъп - 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 45,31 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 817	1 771	1 855	2 361	7 314	9 815	10 657	8 804	9 802	4 417	2 209	1 893	**62 714**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,98**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	29,46	29,03	32,82	35,08	38,57	38,06	37,29	40,75	39,00	42,45	42,45	42,45	**38,34**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	7,21	7,79	1,13	12,56	13,38	22,97	76,41	32,66	53,52	7,11	-6,43	5,30	**234**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,25**
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	9,26	4,74	10,45	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	32,00	**28,25**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**0**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**0,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**0,00**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 246

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 367,77 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,27 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 989 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 952 хил. лв., от които условно-постоянни – 520 хил. лв. и променливи – 432 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 911 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 684 MWh

10. „Топлофикация Русе“ АД

С писмо с вх. № Е-14-09-7 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2020 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 305,25 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 152,29 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 105,42 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 471,25 лв./knm^3;
- цена на въглища – 266,38 лв./t при калоричност 5 003 kcal/kg;
- цена на мазут – 793,00 лв./t при калоричност 10 088 kcal/kg;
- цена на биогориво – 86,12 лв./t при калоричност 3 685 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., както следва:

Производство на електрическа и топлинна енергия

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2021 г. са използвани данните от 2020 г., като са актуализирали, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2020 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2020 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и топлинна енергия с топлоносител водна пара. Очаква се увеличение и на произведената електрическа енергия, поради повишение на собствените нужди с почти 5% в абсолютна стойност (от 17,37% на 22,30% средно за ценовия период), поради въвеждането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове (ИОДГ – СОИ) в дружеството.

Приложено е заверено копие на „Технически проект за изграждане на ИОДГ-СОИ в ТЕЦ.

3. Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2020 г.

4. Отделените въглеродни емисии през новия ценови период от 01.07.2021 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2020 г. - 30.06.2021 г. Количеството въглеродните квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните две причини:

- Нарастване на общия обем на отделените емисии във връзка с увеличаване на производството, съответно изгаряне на по-голямо количество горивото през новия период;

- За ценовия период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10 в от Директива 2003/87/ЕО, поради следните съображения:

- *относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО дружеството е подало необходимите документи (Формуляр за нивото на активност), който следва да бъде верифициран и подаден в МОСВ в срок до 31.03.2021 г. На основата на същия МОСВ следва да одобри предвидените във Формуляра квоти по чл. 10а за периода 2021 г. - 2025 г. Поради липсата на окончателно одобрение и разпределение не са предвидени квоти по чл. 10а в ценовия модел на този етап.*
- *относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, към момента съществува Проект на Правила за организацията и контрола по изпълнението на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 – 2030 г., според който квотите по чл. 10в следва да се разпределят на тръжна процедура за изпълнение на инвестиционни проекти, предложени от желаещите оператори.*

Правилата все още са във фаза проект, няма проведени тръжни процедури и съответно не са предвидени квоти по чл. 10в.

<u>Икономически показатели</u>

I. Разходи за основно гориво

Разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва:

Очаквани доставки на въглища:

1. През периода от 01.03.2021 г. - 30.06.2021 г.: 25 000 t по доставна цена 156,50 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище Русе в размер на 6,63 лв./t;

2. През периода 01.07.2021 г. - 31.12.2021 г.: 60 632 t по доставна цена 156,50 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 6,34 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2022 - 30.06.2022 год.: 63 800 t по доставна цена 156,50 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 6,63 лв./t.

4. По отношение на качеството на основното гориво:

„Топлофикация Русе“ АД е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложени в комплексното разрешително - поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложени и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за

изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в този географски район работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Към момента „Топлофикация Русе“ АД продължава да ползва услугите на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД като доставчик, специализиран в тази област, който е гарант пред производителите от Русия за своевременното плащане на цената на доставените въглища. Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 156,50 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище Русе, вкл. транспортни разходи, застраховки и др.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка - Приложение № 2, е 259,75 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в ценовия модел за образуване на цените е:

259,75 лв./t + 6,63 лв/t =266,38 лв/t,

където 6,63 лв/t са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе.

Цената е изчислена при валутен курс 1,65973 лв/USD.

II. Цена на природния газ: за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 471,25 лв./knm^3, съгласно Приложение № 2 и цената за м. април 2021 г. от откритото заседание на КЕВР във връзка със заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природния газ.

Обосновка на прогнозната цена на природния газ:

Влезлите в сила от 01.10.2017 г. нови правила при формиране на крайната цена на природния газ дават възможност за предварителна заявка на капацитетни продукти. Тяхната цена е най-висока при непостоянно потребление и невъзможност за точно предвиждане на използваните количества газ, каквито са условията на работа в „Топлофикация Русе“ АД. При условията на изгаряне на природен газ в централата предварителното резервиране на капацитет за дружеството в повечето случаи би довело до по-големи разходи. Това се дължи на факта, че заявеният капацитет при всички случаи се заплаща, независимо дали и в каква степен е използвано спомагателното гориво.

III. Цената на мазута за разглеждания период е 793,00 лв./t.

IV. Разходите за купена електрическа енергия за отчетния период възлизат на 1 569 хил.лв. Те се дължат на два фактора - разходи за електроенергия, закупена при престой на централата и балансираща енергия за отклоненията от производствения график. Повечето и по-продължителни аварийни престои през настоящия отоплителен сезон, както и непредвидимите колебания в топлинните товари, са довели до по-голям размер на разходите за купена електроенергия в сравнение с предходни години.

V. Условно постоянните разходи са прогнозирани при отчитане влиянието на следните фактори:

1. Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие от обвързаността на цената на услугите с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2021 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2020 г. с 10%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2020 г. е в размер на 1 496 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2020 г. е в размер на 2 431 лв.

3. Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

4. Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на чл. 31 и чл. 31.1 от Указания-НВ.

5. Разходите за материали за текущо поддържане и останалите условно-постоянни разходи са завишени незначително, като това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.

6. Относно позиция „Разлика в цени за топлинна енергия с гореща вода по решение на КЕВР № Ц-10 от 01.07.2018 г. и решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. за „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ обосновката е следната:

Съгласно Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР, на Топлофикация Русе АД е одобрена цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода в размер на 82,62 лв./MWh и количество 325 896 MWh.

След влязло в сила Решение № 3308 от 16.05.2019 г. на Административен съд - София град, КЕВР е приела Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г., с което утвърждава цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода в размер на 84,86 лв./MWh за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.

До влизане в сила на Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. на КЕВР „Топлофикация Русе“ АД е продало 276 196 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода на цена от 82,62 лв./MWh., което при разликата от 2,24 лв./MWh в сравнение с утвърдената с Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. цена представлява невзет приход за дружеството на стойност 618 679 лв.

Този невзет приход следва да бъде включен в разходната база при утвърждаването на цени за електрическа и топлинна енергия за ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.

7. Относно позиция „Разлика в прогнозни (по решение № Ц-28 от 01.07.2020 г.) и отчетени цени за CO_2 емисии“ на ред 5.29 от т. 5 „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ , позовавайки се чл.8, ал.10 от НРЦТЕ, „Топлофикация Русе“ АД отчита в повече 7 582,25 хил. лв. направени разходи, дължаща се на разликата в прогнозните (по решение № Ц-28 от 01.07.2020г.) и отчетените цени за CO_2 емисии, съответно 22 евро/t и 45,30 евро/t.

8. За позиция „химикали и реагенти“ от променливите разходи е предвидено десетпроцентно увеличение на използваните досега консумативи. Съществено влияние върху разходите ще окаже влизането в експлоатация на инсталация за очистване на димни газове ИОДГ-СОИ. При нейната работа се използва адитив - реагент калциев карбонат. Разходите за този адитив, при норма от 3,6 t/h и цена от 140 лв./t, възлизат на стойност 4 355 хил. лв.

9. При изчисляване на регулаторната база на активите са спазени изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

10. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

VI. В резултат на извършените изчисления по справките от ценовия модел за новия регулаторен период са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 103 855 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-14-09-9 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-09-6 от 17.05.2021 г. дружеството е представило следната обосновка на приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения:

Стойността на тези приходи е отчетената за периода 01.07.2020 г. – 31.03.2021 г. и е в размер на 5200 лв. Тези приходи дружеството използва за образуване на съдебни производства срещу длъжници по дела за доставена, но неплатена топлинна енергия, заплащане на разноски по дела, по които дружеството е ответник, като същите са извадени от общите разходи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 2,24% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 2,27% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода и пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода и пара са завишени с 2,04%спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 64,06% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), вследствие на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 415,49%. Дружеството предвижда увеличение на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 81,12%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменени в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	554 124	462 124	508 309	519 409	11 100	2,18%	-34 715	-6,26%
1.1.	гореща вода	MWh	536 041	452 815	498 069	508 946	10 877	2,18%	-27 095	-5,05%
1.2.	пара	MWh	18 083	9 309	10 240	10 463	223	2,18%	-7 620	-42,14%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	95 471	75 028	82 751	84 329	1 578	1,91%	-11 142	-11,67%
2.1.	гореща вода	MWh	58 965	50 063	55 277	56 269	992	1,80%	-2 696	-4,57%
2.2.	пара	MWh	36 506	24 965	27 474	28 060	586	2,13%	-8 446	-23,14%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	14,70%	13,97%	14,00%	13,97%	0	-0,23%	0	-4,96%
3.1.	гореща вода	%	9,91%	9,96%	9,99%	9,96%	0	-0,34%	0	0,46%
3.2.	пара	%	66,87%	72,84%	72,85%	72,84%	0	-0,01%	0	8,92%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	649 595	537 153	591 059	603 738	12 678	2,15%	-45 857	-7,06%
4.1.	гореща вода	MWh	595 006	502 878	553 346	565 215	11 870	2,15%	-29 791	-5,01%
4.2.	пара	MWh	54 589	34 274	37 714	38 523	809	2,15%	-16 066	-29,43%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	279 720	260 791	274 865	294 068	19 203	6,99%	14 348	5,13%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	56 220	45 310	51 365	65 568	14 203	27,65%	9 348	16,63%
		%	20,10%	17,37%	18,69%	22,30%	0	19,32%	0	10,94%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	223 500	215 481	223 500	228 500	5 000	2,24%	5 000	2,24%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	220 000	212 034	220 000	225 000	5 000	2,27%	5 000	2,27%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	3 500	3 446	3 500	3 500	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 170 723	1 001 904	1 086 349	1 127 419	41 070	3,78%	-43 304	-3,70%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 170 723	1 001 904	1 086 349	1 127 419	41 070	3,78%	-43 304	-3,70%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	71,22%	72,15%	72,09%	72,15%	0	0,09%	0	1,30%
10	Топлинна ефективност	%	47,33%	46,12%	46,79%	46,07%	0	-1,54%	0	-2,66%
11	Електрическа ефективност	%	23,89%	26,03%	25,30%	26,08%	0	3,09%	0	9,17%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	225	200	209	212	3	1,51%	-13	-5,91%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	169	173	171	173	3	1,56%	4	2,62%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	356 512	285 168	313 395	320 518	7 123	2,27%	-35 994	-10,10%
10.1.	гореща вода	MWh	345 379	279 553	307 224	314 207	6 982	2,27%	-31 172	-9,03%
10.2.	пара	MWh	11 133	5 615	6 171	6 311	140	2,27%	-4 822	-43,31%
11	Технологични разходи - общо	MWh	197 612	176 956	194 914	198 891	3 978	2,04%	1 280	0,65%
		%	35,66%	38,29%	38,35%	38,29%	0	-0,14%	0	7,37%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	190 662	173 262	190 845	194 740	3 895	2,04%	4 078	2,14%
		%	35,57%	38,26%	38,32%	38,26%	0	-0,14%	0	7,58%
13	Технологични разходи - пара	MWh	6 950	3 694	4 069	4 152	83	2,04%	-2 798	-40,26%
		%	38,43%	39,68%	39,74%	39,68%	0	-0,14%	0	3,25%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	20 463	22 966	24 307	33 573	9 266	38,12%	13 110	64,06%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4 338	4 521	4 708	4 747	39	0,82%	409	9,42%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5 160	4 810	4 608	5 477	869	18,86%	317	6,14%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	6 406	6 066	6 684	6 722	38	0,56%	316	4,93%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 666	1 567	1 671	1 715	44	2,64%	49	2,94%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 658	1 536	1 637	1 680	43	2,65%	22	1,35%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	8	32	34	35	1	1,97%	27	333,38%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 893	6 003	6 637	14 913	8 276	124,71%	12 020	415,49%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 628	2 864	3 094	3 174	80	2,59%	546	20,77%
II.	Цена на природен газ	лв./knm ^{3}	384,02	398,76	425,93	471,25	45	10,64%	87	22,72%
III.	Цена на въглища	лв./t	291,17	279,82	261,25	266,38	5	1,96%	-25	-8,51%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 160	4 810	4 608	5 477	869	18,86%	317	6,14%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 912	3 861	3 604	4 567	963	26,72%	-345	-7,03%
I.2.	по преноса	хил. лв.	248	949	1 004	910	-94	-9,36%	662	266,56%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	8 959	9 406	10 338	16 226	5 888	56,95%	7 267	81,12%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	7 341	9 192	10 180	16 076	5 896	57,92%	8 735	118,98%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 617	214	158	150	-8	-5,06%	-1 467	-90,73%

„Топлофикация Русе“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален финансов отчет) за 2020 г. текущият финансов резултат е ***печалба*** в размер на 5 321 хил. лв., при ***печалба*** от 11 112 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо предходната година със 7,29%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст със 17,71%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2020 г. е 1,16, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,77, което означава, че дружеството не може да осигури собствен финансов ресурс, с който да обезпечи финансиране в нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,57, което означава, че дружеството не разполага с необходимите собствени средства за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 35% собствен капитал и 65% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите за дейността бележат спад спрямо предходната година общо с 5 961 хил. лв., като от топлинна енергия намаляват с 6 123 хил. лв., от електрическа енергия нарастват с 89 хил. лв. и от други приходи с ръст от 74 хил. лв.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 4 058 хил. лв. на 3 807 хил. лв. или с 251 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 689 хил. лв. на 655 хил. лв. или с 34 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 477 хил. лв. на 5 277 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 6 722 хил. лв. на 6 066 хил. лв. или с 656 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 715 хил. лв. на 1 567 хил. лв. или със 148 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 3 071 хил. лв. на 2 730 хил. лв. или с 341 хил. лв, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции, изброени по-долу са коригирани като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход, а именно:

1. Такса дялово разпределение от 258 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 258 хил. лв.;

2. „Други разходи по нормативни актове“ е коригирана от 2 923 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 923 хил. лв.;

3. Провизии при пенсиониране от 51 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 51 хил. лв.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 18 164 хил. лв. на 18 846 хил. лв. или с 682 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 205 017 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

„Топлофикация Русе“ АД

01.07.2021-30.06.2022						
		Вид гориво				
Показател	Димeнсия	въглища	мазут	природен газ	карбамид	**Общо**
1. Емисионен фактор:	tCO2/TJ(t)	88,2979	77,4000	55,5390	0,7300	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm^3)	20,197	40,000	34,244		
3. Коефициент на окисление:	-	0,9184	1	1	1	
4. Количество гориво:	t (knm^3)	123 813,02	100,00	1 000,00	29,02	
5. Емисии CO_2	t	202784,8	309,6	1901,9	21,2	**205017**

Прогнозни емисии CO_2 – 205 017 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 205 017 **t X** 91,92 лв./t **= 18 849 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са:
1. Природен газ - 1 000 knm^3;
2. Въглища - 123 813 t;
3. Мазут - 100 t;
4. Карбамид - 29,02 t;
2. Биомаса - 98 549 t.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,69% на 4,44% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 194 740 MWh (38,26%) на 116 740 MWh (24,84%) или с 39 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,34лв./MWh;

3. Капацитет- 7,58 лв./MWh;

4. Пренос - 0,58 лв./MWh;

5. Достъп - 5,35 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 53,85 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 178	721	158	0	442	969	1 578	2 044	1 071	530	530	530	**9 751**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,30**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,96	18,53	22,24	0,00	27,93	27,48	26,66	30,09	28,35	31,77	31,77	31,77	**26,93**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,76	3,22	0,11	0,00	0,87	2,37	11,52	7,89	6,01	1,23	0,03	1,54	**40**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**27,55**
		-0,14	-0,14	-0,22	-24,72	-0,28	-0,22	-0,27	-0,30	-0,29	-1,42	-5,94	-0,23	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,03	18,60	22,35	12,36	28,07	27,59	26,80	30,24	28,50	32,48	34,74	31,89	**27,24**

2. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**155 779**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-1 397**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -1 357,77

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 252,22 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,15 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 81,71 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 126,21 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 87 287 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 85 428 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 161 хил. лв. и променливи – 64 266 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 890 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,44%
- Електрическа енергия – 228 500 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 225 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 311 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 353 207 MWh

11. „Топлофикация Перник“ АД

С писмо с вх. № Е-14-03-6 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.9, т. I.10, т. I.12, т. II.7 и т. II.8 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 260,85 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 117,89 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 44,28 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 74,27 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 300 kcal/kg;
- цена на природен газ – 393,60 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2020 г. за базисна година съгласно глава I, т. 5 от Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производството на топлинна и електрическа енергия.

Производство на топлинна енергия:

Отпусната от съоръженията топлинна енергия (708 313 MWh) през прогнозния период е с 8,94% повече от отчетната година и е в размер на 771 650 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- *Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период.*
  - *Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 52,87%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 47,43%.*

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е задоволяване нуждите на потребителите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, издадена от Министерство на икономиката и енергетиката (Наредба № РД-16-267), и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 280 370 MWh, а за новия ценови период се планира да бъдат произведени 296 602 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2020 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 221 510 MWh на свободния пазар, от които 202 751 MWh са от ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електрическа енергия през 2020 г. е в размер на 213 487 MWh, през новия регулаторен период количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 222 034 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2020 г.—30.06.2021 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2020 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Електрическата енергия за собствени нужди през новия ценови период е 74 568 MWh в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I т.5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на дружеството за 2020 г възлиза на 877 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията.

През ценови период 07.2021 - 06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в в размер на 2 897 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди (Приложение 3).

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал “7-ми септември” с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъдат подменени екрани на ПГ5. Ще бъдат доставени и подменени клапи преди прахоконцентратори на ПГ5. За периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. ще се инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 89 719 хил. лв.

„Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно техническите изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива

при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Раздел II на Указания-НВ.

За новия ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. оборотният капитал е в размер на 23 816 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната Норма на възвръщаемост на собствения капитал е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната Норма на възвръщаемост на привлечения капитал – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г., е 3,24 %.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл.31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са на нивото на 2020 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната 2020 г. възлизат на 10 391 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 8 371 хил. лв. и за осигуровки 2 020 хил. лв. За новия период необходимите разходи са завишени на 9 526 хил. лв. - разходи за заплати и 2 268 хил . лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.2021 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно - постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2020 г. с 1,80%. Отразени са в Приложение №1 -Разходи за производство.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергии.

Дружеството е включило разходи в размер на 2 059 хил. лв., поради минал давностен срок за неполучени приходи от ценово решение № Ц-43 от 17.12.2020 г. (Приложение: Справка топлинна енергия 2018 – 2019 г.).

Променливи разходи

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Информацията за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2020 г.

***Основно гориво** за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.*

Дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:

- *сурови кафяви въглища - Определянето на разходите за гориво за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. е в съответствие с Договор № 102 от 2014 г. за покупко – продажба на кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД.*

- Обогатено енергийно гориво (ОЕГ), доставяно съгласно Договор от 01.11.2013 г. между „Топлофикация-Перник“ АД и „Хийт Енерджи“ ЕООД

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2021 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 74,27 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 100 kcal/kg.

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 180 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 446 хил. лв. и включват електрическа енергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 937 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли;

Разходите за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2020 г.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове:

В съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република” притежава издадено от Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към 30.03.2021 г.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове”. На 30.03.2021 г. в ИАОС е представен верификационен доклад на дружеството. Към момента не е получено от ИАОС потвърдително писмо.

До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер, равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове” (при неизпълнение на това задължение на операторите се налагат санкции в размер 100 евро/t всеки тон невърнати квоти на емисии.

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

За 2020 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 105 109 t. Данните са от 30.03.2021 г.

В срок до 15.04.2021 г. се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада.

За 2020 г. към 30.03.2021 г. са закупени 105 109 квоти за емисии.

Разходи за емисии за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. прогнозното количество на закупените емисии ще бъде: 328 263 t при изгорени твърди горива – 486 150 t, природен газ - 26 800 000 m^3.

С писмо с вх. № Е-14-03-9 от 17.05.2021 г. дружеството е представило следната обосновка на приходите от юрисконсултски възнаграждения:

„Топлофикация - Перник“ АД претендира присъждане в полза на дружеството на юрисконсултски възнаграждения по дела, по които дружеството е защитавано от юрисконсулт. Правното основание за това е изведено и регламентирано в чл. 78, ал. 8 от ГПК, като присъжданите от съда юрисконсултски възнаграждения в полза на дружеството са съобразени с разпоредбата на чл. 37 от Закона за правната помощ. Размерът на претендираните за присъждане юрисконсултски възнаграждения от страна на „Топлофикация - Перник“ АД е съобразен и с разпоредбите на Наредба № 1 от 9 юли 2004 г. за минималните размери на адвокатските възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1,46% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 12,99% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 8,77% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени със 7,20% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,72% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 304,35%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 24,48%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	782 200	708 313	730 122	771 650	41 528	5,69%	-10 550	-1,35%
1.1.	гореща вода	MWh	367 800	357 690	354 176	362 750	8 574	2,42%	-5 050	-1,37%
1.2.	пара	MWh	414 400	350 623	375 946	408 900	32 954	8,77%	-5 500	-1,33%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	47 800	41 467	45 702	44 350	-1 352	-2,96%	-3 450	-7,22%
2.1.	гореща вода	MWh	47 800	41 467	45 702	44 350	-1 352	-2,96%	-3 450	-7,22%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	5,76%	5,53%	5,89%	5,44%	0	-7,74%	0	-5,63%
3.1.	гореща вода	%	11,50%	10,39%	11,43%	10,89%	0	-4,68%	0	-5,28%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	830 000	749 780	775 824	816 000	40 176	5,18%	-14 000	-1,69%
4.1.	гореща вода	MWh	415 600	399 157	399 878	407 100	7 222	1,81%	-8 500	-2,05%
4.2.	пара	MWh	414 400	350 623	375 946	408 900	32 954	8,77%	-5 500	-1,33%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	311 424	280 370	290 056	296 602	6 546	2,26%	-14 822	-4,76%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	75 089	66 883	71 223	74 568	3 345	4,70%	-521	-0,69%
		%	24,11%	23,86%	24,55%	25,14%	0	2,39%	0	4,27%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	236 335	213 487	218 833	222 034	3 201	1,46%	-14 301	-6,05%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	218 135	202 752	206 790	212 134	5 344	2,58%	-6 001	-2,75%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	18 200	10 735	12 043	9 900	-2 143	-17,79%	-8 300	-45,60%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 495 250	1 337 536	1 404 490	1 444 203	39 713	2,83%	-51 047	-3,41%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 495 250	1 337 536	1 404 504	1 443 997	39 493	2,81%	-51 253	-3,43%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	-14	206	220	-1581,83%	206	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	73,14%	73,92%	72,64%	73,98%	0	1,85%	0	1,15%
10	Топлинна ефективност	%	52,31%	52,96%	51,98%	53,44%	0	2,80%	0	2,15%
11	Електрическа ефективност	%	20,83%	20,96%	20,65%	20,54%	0	-0,54%	0	-1,38%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	218	217	220	221	1	0,56%	3	1,35%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	140	138	140	137	-3	-2,23%	-3	-2,05%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	640 500	519 188	544 723	599 600	54 877	10,07%	-40 900	-6,39%
10.1.	гореща вода	MWh	226 100	168 565	168 777	190 700	21 923	12,99%	-35 400	-15,66%
10.2.	пара	MWh	414 400	350 623	375 946	408 900	32 954	8,77%	-5 500	-1,33%
11	Технологични разходи - общо	MWh	141 700	189 125	185 399	172 050	-13 349	-7,20%	30 350	21,42%
		%	18,12%	26,70%	25,39%	22,30%	0	-12,19%	0	23,08%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	141 700	189 125	185 399	172 050	-13 349	-7,20%	30 350	21,42%
		%	38,53%	52,87%	52,35%	47,43%	0	-9,39%	0	23,11%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	23 837	21 546	24 607	26 393	1 786	7,26%	2 556	10,72%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	6 767	7 162	7 162	7 162	0	0,00%	395	5,84%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	460	877	880	1 860	980	111,36%	1 400	304,35%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	11 556	8 371	9 240	9 526	286	3,10%	-2 030	-17,57%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	2 247	2 020	2 160	2 268	108	5,00%	21	0,93%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	2 247	2 020	2 160	2 268	108	5,00%	21	0,93%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 807	3 116	5 165	5 577	412	7,98%	2 770	98,68%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	299	209	219	229	10	4,57%	-70	-23,41%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3	354,13	365,12	363,49	393,60	30	8,28%	39	11,15%
III.	Цена на въглища	лв./t	65,46	64,66	65,00	74,27	9	14,26%	9	13,46%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	460	877	880	1 860	980	111,36%	1 400	304,35%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	460	877	880	1 860	980	111,36%	1 400	304,35%
I.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т. ч.:	хил. лв.	6 315	4 091	4 091	4 769	678	16,57%	-1 546	-24,48%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 890	3 996	3 996	3 844	-152	-3,80%	-2 046	-34,74%
II.2.	по преноса	хил. лв.	425	95	95	925	830	873,68%	500	117,65%

„Топлофикация Перник“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., „Топлофикация - Перник“ АД отчита ***загуба*** в размер на 905 хил. лв. спрямо отчетена ***загуба*** през 2019 г. в размер на 1 915 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2020 г. бележат ръст спрямо предходната година с 15,19%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват със 7,91%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извод, че през 2020 г. „Топлофикация - Перник“ АД, разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения. През текущата година дружеството притежава собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи, както и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 62% собствен капитал и 38% привлечен капитал, а за 2019 г. е 68%% собствен капитал и 32% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите от дейността, спрямо предходната година, бележат общ ръст от 7 922 хил. лв., като от топлинна енергия намаляват с 549 хил. лв., от електрическа енергия нарастват с 8 528 хил. лв. и от други приходи - намаление с 57 хил. лв.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 186 хил. лв. на 110 хил. лв. или със 76 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 1 860 хил. лв. на 970 хил. лв. или с 890 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 9 526 хил. лв. на 8 371 хил. лв. или с 1 155 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 2 268 хил. лв. на 2 020 хил. лв. или с 248 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 3 518 хил. лв. на 3 116 хил. лв. или с 402 хил. лв, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 13 082 хил. лв. на 13 504 хил. лв. или с 422 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 146 906 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

		Вид гориво			
Показател	Димeнсия	Природен газ	Въглища/ биомаса		Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,530	67	-	
2. Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	34,54	8,80	-	
3. Коефициент на оксиление:	-	100,00	89	-	
4. Количество на горивото:	$t(knm^3)$	26 800	182 000	-	
5. Емисии CO_2	t	51 403	95 503	-	146 906

Прогнозни емисии CO_2 – 146 906 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 146 906 t X 91,92 лв./t **= 13 504 хил. лв.**
Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: **природен газ - 26 800 knm^3 и въглища/биомаса - 182 000 t**.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,05% на 4,14% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 74,27 лв./$t_{нг}$ на 65,30 лв./$t_{нг}$ (с 8,97 лв./$t_{нг}$) при долна калоричност 2 100 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2020 г., съгласно т. 8 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 172 050 MWh (47,43%) на 77 050 MWh (21,24%) или с 95 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,02 лв./MWh;
3. Пренос - 0,63 лв./MWh;
4. Достъп - 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 47,11 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

	Q1	Q2	Q3	Q4	
	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 627	1 530	3 618	5 929	4 336	10 790	16 518	11 872	5 780	3 680	3 155	2 630	**71 464**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,95**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,06	18,64	22,38	24,58	28,14	27,65	26,92	30,36	28,61	30,00	30,00	30,00	**27,44**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	6,49	6,75	2,35	31,96	8,09	25,51	118,51	44,23	31,64	11,79	2,98	9,99	**300**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,06**
		-0,04	-0,03	-0,08	-0,14	-0,07	-0,05	-0,01	-0,03	-0,03	-3,19	-7,71	-2,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,08	18,66	22,42	24,65	28,17	27,68	26,93	30,37	28,63	31,60	33,86	31,00	**27,75**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**105 054**
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-942,33**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -642,04

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 216,22 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,15 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,76 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 48,41 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 90 876 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 87 733 хил. лв., от които условно-постоянни – 22 205 хил. лв. и променливи – 65 528 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 75 984 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,14%
- Електрическа енергия – 222 034 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 212 134 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 285 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 408 900 MWh

12. „Топлофикация Сливен“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Не е приложена информация по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 209,55 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 79,38 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 82,04 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 77,36 лв./t с калоричност 3 606 kcal/kg;
- цена на мазут – 885,00 лв./t калоричност 10 000 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 92,02 лв./t с калоричност 3 450 kcal/kg;

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2021 г. - 2022 г. е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО.

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя и потреблението на клиентите на гореща вода. През 2020 г. дружеството е реализирало 101 519 MWh топлинна енергия с гореща вода. Отчитайки изминаващия сезон 2020 г. – 2021 г., който се характеризира с по-високи температури на въздуха, процесите, свързани с глобалното затопляне, ясно изразено самоограничаване на потреблението от страна на клиентите след оборудване на радиаторите с топлоразпределители, за предстоящия ценови период е прогнозирано намаление на реализираната топлинна енергия с гореща вода спрямо 2020 г. на 98 102 MWh, или с 3 417 MWh по-малко. За 2020 г. продадената топлинна енергия с пара е 140 084 MWh. Намалените количества ползвана пара от един от

клиентите поради намален износ на продукция, за предстоящия ценови период прогнозата е за намаление общо с 5 535 MWh, от 140 084 MWh на 134 549 MWh.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 10.06.2022 г. – 30.06.2022 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

2. РАЗХОДИ.

2.1. Условно-постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2020 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани в рамките на до 10 процента.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2020 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок, и са запазени в същия размер.

Разходи за заплати:

От 01.01.2021 г. с постановление № 331/26.11.2020 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната е увеличена от 610 лв. на 650 лв.. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението с 15%, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по- трудното задържане на персонал и голямо текучество на работници.

Разходи за охрана:

Съгласно договор за осъществяване на охрана на обекти на дружеството месечната издръжка се формира на база минималната работна заплата. Считано от 01.01.2021 г., вследствие увеличението ѝ на 650 лв., е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

***Разходите за вода** са запазени на нивото на базовата година.*

През тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

С Решение № Ц-044 от 17.12.2020 г. за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. КЕВР утвърждава на „Топлофикация-Сливен" ЕАД цени на топлинна енергия по-високи от утвърдените с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г., отнасящи се за същия период.

Поради изтеклия период от време и невъзможността със задна дата да се увеличат задълженията на клиентите, в настоящето заявление, в ценовия модел са включени необходими приходи, представляващи разлика между необходими приходи съгласно Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. и тези съгласно Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г. Дружеството счита, че включването им сега, е извършено във възможно най-кратко време след тяхното утвърждаване.

С ремонтната програма за 2020 г. е продължила реализацията на стратегията за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинното и топлофикационно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване на безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:

На съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия – ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване; ремонт на съоръженията в горивоподаване; ремонти в ел. цех, КИП и А - съоръжения; ремонт на съоръженията към ЕК1 и ЕК2 на обща стойност 1 561 хил. лв.

Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 138 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност, без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпване на промяна в изпълнение на функциите им. Същите нямат характер на модернизация, подобрение, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, недостигът на средства през 2020 г. е причина за частично изпълнение на планираните ремонтни дейности.

За осигуряване на свободен обем на ППС за сгуропепелни маси в размер на 100 000 m^3 се изпълнява обществена поръчка с обща първоначална стойност 600 хил. лв., от които 520 хил. лв. за дейността изгребване и депониране на сгуропепелни маси.

Съгласно Указания-НВ в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгл. т. 32.5 от Указания-НВ.

2.2. Променливи разходи:

Променливите разходи са за: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгл. Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгл. Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

***Разходи за горива -** През изминалата година са настъпили значими промени в пазарите на въглища и на цена на квоти емисии CO_2. С цел ограничаване и намаляване на разходите за дейността дружеството е направило преоценка за използване на възможни алтернативни горива. За осъществяване на тази цел дружеството е започнало изгаряне на биомаса в по-големи количества. Същевременно, основният източник на въглища трайно е ограничил производството си за нуждите на „Топлофикация-Сливен" ЕАД. Дружеството е принудено да търси частично заместващи ги, единственият възможен вид гориво е вносни черни въглища. През последните месеци дружеството достави и започна изгаряне на такъв вид въглища. Поради това в производствената програма за следващия период е предвидено влагане в производство и на вносни черни въглища. Крайната цена на придобиване на вносните въглища до склада на „Топлофикация-Сливен" ЕАД е 174,85 лв./t, без ДДС, и е формирана от покупна цена 146,85 лв./$t_{нг}$ (изчислена при цена 89 USD/$t_{нг}$ и курс на долара 1,65 лв.), 12 лв./t транспортни разходи и 16 лв./t митнически разходи.*

Изпълнявайки изискванията за постигане на допустими норми на отделяне на серен диоксид, през 2020 г. „Топлофикация-Сливен" ЕАД е използвалf хидратна вар за газоочистващата инсталация и химикали и реагенти (киселини, основи, йонообменна смола, вар за подготовка на водата за технологични нужди) в размер на 562 хил. лв. Наблюдаваната тенденция за голямо увеличение на цената на емисии парникови газове, каквито ползват и производителите на хидратна вар, се отразява и на продажната й цена, поради което дружеството предвижда с 10% увеличение на разходите за химикали и реагенти спрямо отчетените през 2020 г.

Минималното завишение на прогнозната сума на разхода за вода за технологични нужди е породено от по-големия брой работни часове на съоръженията за предстоящия ценови период спрямо 2020 г. и съответства на режима на работа на газоочистващата инсталация, необходимата вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара с последващо преобразуване в електрическа и топлинна енергия при комбинирания цикъл, и за допълване на топлопреносната мрежа.

Вследствие включените АС за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените през предходната година клиенти.

Независимо, че дружеството полага немалко усилия в намаляване на разходите за емисии парникови газове чрез използване на алтернативни горива, поради драстично увеличените цени на квотите, разходът за закупуването им е по-голям от отчетения за 2020 г.

Дружеството не разполага с безплатни квоти и предвижда да закупи цялото емитирано количество. Необходимото количество е изчислено за предвидените по производствена програма горива чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2020 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2021 г. – 2022 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 45,50 евро/t, равна на покупната за 2020 г.

За 2020 г. „Топлофикация-Сливен" ЕАД е изпълнило задължението си за осигуряване на необходимите количества квоти емисии, като е закупило 70 831 квоти на обща стойност 6 303 269,11 лв. при единична цена 88,99026 лв. В изпълнение на чл. 24а от НРЦЕЕ дружеството е включило в ценовия модел в необходими приходи 3 256 119 лв., представляващи разлика между прогнозни и отчетени разходи за квоти въглеродни емисии за предходния ценови период, получени при следните изходни данни: количество закупени квоти за 2020 г. – 70 831, покупна цена 88,99026 лв., цена съгласно Решение № Ц-010 от 01.07.2020 г. – 43,02 лв., разлика в цените 45,97026 лв. Общата сума на разхода е 70831 Х 45.97026 = 3 256 119 лв.

С писмо с вх. № Е-14-07-3 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 31.03.2021 г. дружеството е представило счетоводна справка за постъпили суми от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 912,85 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 3,50% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 2,54% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 1,29% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 39,69% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 11,72% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 132,61%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 31,47 %.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	352 265	345 432	332 497	334 694	2 197	0,66%	-17 571	-4,99%
1.1.	гореща вода	MWh	161 516	152 587	146 967	149 164	2 197	1,49%	-12 352	-7,65%
1.2.	пара	MWh	190 749	192 845	185 530	185 530	0	0,00%	-5 219	-2,74%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	7 200	1 885	2 353	7 200	4 847	206,01%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	2 600	677	920	2 600	1 680	182,65%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	4 600	1 208	1 433	4 600	3 167	221,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,00%	0,54%	0,70%	2,11%	0	199,71%	0	5,14%
3.1.	гореща вода	%	1,58%	0,44%	0,62%	1,71%	0	175,43%	0	8,14%
3.2.	пара	%	2,35%	0,62%	0,77%	2,42%	0	215,66%	0	2,74%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	359 465	347 317	334 850	341 894	7 044	2,10%	-17 571	-4,89%
4.1.	гореща вода	MWh	164 116	153 264	147 887	151 764	3 877	2,62%	-12 352	-7,53%
4.2.	пара	MWh	195 349	194 053	186 963	190 130	3 167	1,69%	-5 219	-2,67%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		1 126	1 794		-1 794	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	180 972	176 585	174 976	181 932	6 956	3,98%	960	0,53%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	47 679	42 381	42 117	44 425	2 309	5,48%	-3 254	-6,82%
		%	26,35%	24,00%	24,07%	24,42%	0	1,45%	0	-7,32%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	133 293	134 204	132 859	137 507	4 648	3,50%	4 214	3,16%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	124 693	124 216	124 693	128 907	4 214	3,38%	4 214	3,38%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		0			0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	8 600	9 988	8 166	8 600	434	5,31%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	692 449	668 436	656 020	669 561	13 541	2,06%	-22 888	-3,31%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	692 449	667 011	653 786	669 561	15 776	2,41%	-22 888	-3,31%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	1 424	2 235	0	-2 235	-100,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,01%	78,09%	77,35%	77,16%	0	-0,24%	0	0,20%
10	Топлинна ефективност	%	50,87%	51,62%	50,58%	49,99%	0	-1,18%	0	-1,74%
11	Електрическа ефективност	%	26,14%	26,47%	26,76%	27,17%	0	1,53%	0	3,97%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	79,05%	80,28%	0,00%	-1	-100,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	223	219	217	215	-2	-0,71%	-8	-3,59%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	157	153	156	157	2	1,01%	0	0,21%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	244 706	241 603	229 122	232 651	3 530	1,54%	-12 055	-4,93%
10.1.	гореща вода	MWh	98 037	101 519	95 674	98 102	2 429	2,54%	65	0,07%
10.2.	пара	MWh	146 669	140 084	133 448	134 549	1 101	0,83%	-12 120	-8,26%
11	Технологични разходи - общо	MWh	107 558	103 829	103 376	102 043	-1 333	-1,29%	-5 515	-5,13%
		%	30,53%	30,06%	31,09%	30,49%	0	-1,94%	0	-0,15%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	63 478	51 068	51 294	51 062	-232	-0,45%	-12 416	-19,56%
		%	39,30%	33,47%	34,90%	34,23%	0	-1,92%	0	-12,90%
13	Технологични разходи - пара	MWh	44 080	52 761	52 082	50 981	-1 101	-2,11%	6 901	15,66%
		%	23,11%	27,36%	28,07%	27,48%	0	-2,11%	0	18,91%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	13 358	12 039	13 053	18 659	5 606	42,95%	5 301	39,69%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 411	1 320	1 320	1 320	0	0,00%	-91	-6,45%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2 248	1 699	2 162	2 563	402	18,58%	315	14,02%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	5 115	4 969	5 217	5 714	497	9,52%	599	11,72%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 284	1 205	1 265	1 386	121	9,52%	102	7,92%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 284	1 205	1 265	1 386	121	9,52%	102	7,92%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	3 300	2 846	3 089	7 676	4 587	148,49%	4 376	132,61%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 579	1 507	1 596	1 660	64	4,01%	81	5,13%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	77,36	91,34	91,32	105,30	14	15,31%	28	36,11%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	Разлика Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	Разлика Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 248	1 699	2 162	2 563	402	18,58%	315	14,01%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 603	1 561	1 677	1 732	55	3,28%	129	8,05%
I.2.	по преноса	хил. лв.	645	138	485	831	347	71,52%	186	28,84%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 688	1 104	1 652	3 534	1 882	113,92%	846	31,47%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 843	803	1 400	2 234	834	59,57%	391	21,22%
II.2.	по преноса	хил. лв.	845	301	252	1 300	1 048	415,87%	455	53,85%

„Топлофикация Сливен“ ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. „Топлофикация Сливен“ ЕАД е реализирало за годината ***загуба*** в размер на 4 626 хил. лв., при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 742 хил. лв., хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от оперативна дейност нарастват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 1,33%, в т. ч. ръстът на приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия е 5,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват с 14,98%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи извод, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Общата ликвидност за 2020 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е подобрена спрямо предходната година, като стойността определя възможността на дружеството със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата финансова година е отрицателна величина. Тази стойност определя невъзможността на дружеството да покрива със собствен ресурс, както краткосрочните, така и дългосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството през 2020 г. е влошена в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2020 г. приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия бележат ръст спрямо предходната година с 1 889 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия с 217 хил. лв. и от електрическа енергия с 1 672 хил. лв.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 563 хил. лв. на 2 263 хил. лв. или с 300 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена с 30% поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 714 хил. лв. на 4 969 хил. лв. или със 745 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 386 хил. лв. на 1 205 хил. лв. или със 181 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за минал период, съгласно решения на КЕВР са коригирани от 1 019 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 019 хил. лв., като разходи извън тези за регулаторна дейност и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 7 483 хил. лв. на 7 729 хил. лв. или с 246 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 84 084 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и

количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

		ВИД ГОРИВО				
ПОКАЗАТЕЛ	ДИМЕНСИЯ	ОЕГ	ЕНЕРГИЙНО ГОРИВО	ЧЕРНИ	МАЗУТ	ОБЩО
1.Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	87,05	83,25	97,94	77,4	88,73
2.Долна топлина на изгаряне:	$GJ/t(knm^3)$	11,98	11,62	21,94	42,00	14,07
3.Коефициент на окисление:	-	94,23	94,23	94,23	100	94,25
4.Количество гориво:	$t(knm^3)$	46 200	9 600	14 400	240	70 440
5.Емисии CO_2	t	45 400	8 751	29 153	780	**84 084**

Прогнозни емисии CO_2 – 84 084 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 84 084 t X 91,92 лв./t **= 7 729 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,96% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**75 275**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-675,22**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 **=** **-675,22**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Сливен“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,49 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 66,42 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,66 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,63 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 42 951 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 41 754 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 782 хил. лв. и променливи – 27 973 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 22 766 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия– 137 507 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 128 907 MWh
  - от невисокоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 102 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 134 549 MWh

13. „Топлофикация Габрово“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-11-2 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Не е представена информация по т. II.6.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2021 г., както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 368,76 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 236,12 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- въглища – 186,00 лв./t при калоричност – 4 322 kcal/kg;
- цена на мазут – 635,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 121,29 лв./t при калоричност – 2 450 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка за изменение цените на топлинна и електрическа електроенергия за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г., както следва:

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. и отчетните за 2020 г.q и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период от 01.07.2021 г.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 810 хил. лв. От тях 795 хил. лв са амортизации за

производство и 15 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 125 хил. лв. за електрическа енергия и 666 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 399 хил. лв., в това число 339 хил. лв. в направление „Производство“ и 60 хил. лв. в направление „Пренос“.

1.3. Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 105 хил. лв. или увеличение с 9,4% в сравнение с отчетените за 2020 г. 1010 хил. лв. Увеличението е направено поради значителното изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла така и от фирмите в града и региона, което в последните години доведе до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

1.4. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020 г. е 518 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 1 333 хил. лв. Значителното увеличение на тези разходи е поради следните причини:

- *Неполучен приход от топлинна енергия съгласно решение на КЕВР № Ц-45 от 17.12.2020 г.*

За регулаторния период 2018-2019 г. с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. КЕВР е определила еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) - 89,34 лв./MWh. С решение № Ц-45 от 17.12.2020 г. КЕВР е коригирала цената на топлинната енергия с оглед спазване указанията на съда и е определила цена за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 125.90 лв./MWh.

Неполученият приход за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е в размер на 650 146,48 лв. и е посочен в следната таблица:

Цена на ТЕ по решение № Ц-10 от 01.07.2018 г.	*89,34*	*лв./MWh*
Цена на ТЕ по решение № Ц-45 от 17.12.2020 г.	*125,9*	*лв./MWh*
Разлика в цената на ТЕ	*36,56*	*лв./MWh*
Реализирана ТЕ за периода от 01.07.2018 до 30.06.2019 г.	*17 783*	*лв./MWh*
Неполучен приход за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД	*650 146,48*	*лв.*

• Установена е разлика между прогнозната и отчетната цена за емисии CO_2. Видно от приложения верифициран доклад през 2020 г. дружеството има емитирани 1 037 t емисии CO_2. Тъй като дружеството разполага само с 3 t са закупени безплатни емисии 1034 t на цена 45,5 евро/t, при приета прогнозна цена за емисии CO_2 от 21 евро/t за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г.. Съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ за следващия регулаторен период необходимите годишни приходи трябва да бъдат увеличени с установената разлика между прогнозните и отчетените разходи за закупуване на емисии CO_2, която е 47 000 лв.

1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител.

През новия ценови период от 01.07.2021 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и през 2019 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Обосновка на променливите разходи:

1.6.1. Обосновка на прогнозните количества и разходите за горива

Разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

- ***Обосновка на цената на въглищата.***

През прогнозния период се предвижда да бъдат изгорени 1750 t черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 186 лв./t и включва 172 лв./t натурално гориво и 14 лв./t транспортни разходи по дестинацията Свищов-Габрово.

- ***Обосновка за цената на основното гориво - биомаса.***

През прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество

гориво 21 000 t в съотношение дървесен чипс 13 100 t с долна топлина на изгаряне 2000 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 7 900 t с долна топлина на изгаряне 3 200 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2450 kcal/kg.

Таблица 2. Определяне на средна цена на биомасата.

Биомаса	*Мярка*	*Дървесен чипс*	*Пелети от слънчогледова люспа*
Количество гориво	*t*	*13100*	*7900*
Цена за тон с транспорт	*лв./t*	*110*	*140*
Средна цена	*лв./t*	*121,29*	

1.6.2. Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електрическа енергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС и количествата закупени в месеците извън отоплителния сезон, в които централата няма собствено производство.

1.6.3. Обосновка на разходите за външни услуги

Разходите за външни услуги в сравнение с отчетната 2020 г. са завишени с 42 хил. лв., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на нагревните повърхности и при ремонтите по топлопреносните мрежи.

1.6.4. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO2)

През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с основно гориво биомаса. Изгарянето на въглища ще бъде ограничено - само в случаите на работа на резервния котел ЕПГ2.

Видно от приложения доклад за емитираните емисии парникови газове CO_2 за новия ценови период при изгарянето на предвидените 1 750 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 2 900 t CO_2. Към 31.03.2021 г. дружеството не разполага с безплатни емисии.

II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ.

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2020 г. В стойността на дълготрайните активи не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на дълготрайни активи, а само стойността на активите в експлоатация към 31.12.2020 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както и по продукти.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА.

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2020 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 6,85%.

Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

IV. СПРАВКА № 4 - ТИП-ПРОИЗВОДСТВО.

Технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някои особености за изминалата 2020 г. През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи само с инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, включваща енергиен парогенератор на въглища ЕПГ2, енергиен парогенератор на биомаса ЕПГ8, противоналегателни парни турбини ТГ3 и ТГ2. Предвижда се да се работи основно с ЕПГ8 и с ТГ3. ЕПГ2 и ТГ2 ще бъдат в резерв, като при необходимост ЕПГ2 ще работи и в дните с по високи топлинни товари. Технико - икономическите показатели използвани за определяне на цените през новия ценови период са на базата на анализ на отчетните данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Предвид отчетените по-високите външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период се предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

1. Обосновка на количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за

комбинирано производство

Общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 46 990 MWh, от което 37 028 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 9 962 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

2. Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база на отчетените данни през изминали периоди с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела, външните метеорологични условия, оптимизиране работата на отоплителните инсталации и подгряването на мазутните резервоари.

3. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Предвижда се с извършването на планираните ремонтни работи по основните енергийни съоръжения и оптимизиране работата на енергийните парогенератори да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГ3 и количеството произведена електрическа енергия да достигне 10 800 MWh.

4. Обосновка на продаденото количество електрическа енергия

Предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 700 MWh на 3 300 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ8, при което при произведени 10 800 MWh, продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 7 500 MWh.

V. СПРАВКА № 5 - ТИП-ПРЕНОС

През ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 22 528 MWh, което включва топлинна енергия за отопление – 22 500 MWh и за битово горещо водоснабдяване - 28 MWh.

1. Обосновка на топлинна енергия за разпределение

1.1. Топлинна енергия за отопление

Топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 3 651 MWh в сравнение с отчетената през 2020 г. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2021/2022 г. възлиза на 22 500 MWh.

1.2. Обосновка на топлинна енергия за разпределение за БГВ

Топлинната енергия за БГВ е ограничена в размер на 28 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.

2.Обосновка на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи е определено на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2021 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2020 г. и ценовия период от 1.07.2020 до 30.06.2021 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 16 552 MWh или 46,72% и 14 645 MWh или 44,39% от отпуснатата към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение №139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи по топлопреносната мрежа се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период да бъде намалено до 39%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага със 0,62% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 22,82% увеличение на топлинната енергия с гореща вода спрямо предходния ценови период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 14,16% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 54,78% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в следствие на увеличените разходи за ремонт с 42,11% разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 287,50%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени	Отчет 2020	Отчет ценови	Прогноза в цени	**Разлика** Прогноза	Изменение	**Разлика** Прогноза	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	34 300	35 429	32 988	35 100	2 112	6,40%	800	2,33%
1.1.	гореща вода	MWh	34 300	35 429	32 988	35 100	2 112	6,40%	800	2,33%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	10 000	10 701	9 571	9 962	391	4,09%	-38	-0,38%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	10 000	10 701	9 571	9 962	391	4,09%	-38	-0,38%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	22,57%	23,20%	22,49%	22,11%	0	-1,70%	0	-2,06%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	44 300	46 130	42 559	45 062	2 503	5,88%	762	1,72%
4.1.	гореща вода	MWh	34 300	35 429	32 988	35 100	2 112	6,40%	800	2,33%
4.2.	пара	MWh	10 000	10 701	9 571	9 962	391	4,09%	-38	-0,38%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	10 400	7 585	7 600	10 800	3 200	42,11%	400	3,85%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	3 200	59	53	3 300	3 247	6126,42%	100	3,13%
		%	30,77%	0,78%	0,70%	30,56%	0	4281,55%	0	-0,69%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 200	7 526	7 547	7 500	-47	-0,62%	300	4,17%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 200	7 526	7 547	7 500	-47	-0,62%	300	4,17%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	65 793	64 541	59 891	66 485	6 594	11,01%	692	1,05%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	65 793	64 541	59 891	66 485	6 594	11,01%	692	1,05%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	67,94%	66,65%	67,77%	69,04%	0	1,87%	0	1,62%
10	Топлинна ефективност	%	52,13%	54,89%	55,08%	52,79%	0	-4,15%	0	1,27%
11	Електрическа ефективност	%	15,81%	11,75%	12,69%	16,24%	0	28,01%	0	2,77%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	393	369	341	381	40	11,71%	-12	-2,99%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	153	142	141	151	11	7,63%	-2	-1,25%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MWh	30 800	18 877	18 343	22 528	4 185	22,82%	-8 272	-26,86%
10.1.	гореща вода	MWh	30 800	18 877	18 343	22 528	4 185	22,82%	-8 272	-26,86%
10.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	3 500	16 552	14 645	12 572	-2 073	-14,16%	9 072	259,20%
		%	10,20%	46,72%	44,39%	35,82%	0	-19,32%	0	251,01%
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	3 500	16 552	14 645	12 572	-2 073	-14,16%	9 072	259,20%
		%	10,20%	46,72%	44,39%	35,82%	0	-19,32%	0	251,01%
13	Технологични разходи - пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2 521	2 631	2 827	3 902	1 075	38,03%	1 381	54,78%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	570	691	629	810	181	28,78%	240	42,11%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	421	167	194	399	205	105,67%	-22	-5,23%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	980	1 010	1 110	1 105	-5	-0,45%	125	12,76%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	206	245	346	255	-91	-26,30%	49	23,79%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	206	245	346	255	-91	-26,30%	49	23,79%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	344	518	548	1 333	785	143,25%	989	287,50%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	115	23	30	65	35	116,67%	-50	-43,48%
II.	Цена на природен газ	лв./knm^3					0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Отчет 2020 г.	Отчет ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.	Прогноза в цени от 01.07.2021 г.	**Разлика** Прогноза 2021 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2021 – Прогноза 2020 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	421	167	194	399	205	105,67%	-22	-5,23%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	421	97	119	339	220	184,87%	-82	-19,48%
I.2.	по преноса	хил. лв.		70	75	60	-15	-20,00%	60	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Габрово“ ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Топлофикация Габрово“ ЕАД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., отчита ***загуба*** в размер на 849 хил. лв. при ***загуба*** за 2019 г. в размер на 1 259 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби бележат ръст през 2020 г. спрямо 2019 г. с 38,63%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 16,72%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, също така не разполага със собствени оборотни средства с които да покрие текущите си задължения

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения към финансови институции в размер на 3 735 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в общ размер на 6 940 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2019 г., както и в края на 2018 г., остава влошена и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 795 хил. лв. на 470 хил. лв. или с 325 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 399 хил. лв. на 167 хил. лв. или с 232 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 105 хил. лв. на 1 010 хил. лв. или с 95 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 255 хил. лв. на 245 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 257 хил. лв. на 266 хил. лв. или с 9 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 2 892 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO_2 – 2 892 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 2 892 t X 91,92 лв./t **= 266 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,83% на 5,24% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 121,29 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 200 kcal/kg на 111,34 лв./$t_{нг}$ (с 9,95 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2020 г. 109,70 лв./$t_{нг}$ при калоричност 4 237 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 500 MWh (39,16%) на 3 700 MWh (10%) или с 10 800 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Габрово“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 348,82 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 223,75 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 107,85 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 6 211 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 149 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 247 хил. лв. и променливи – 3 902 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 168 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh

14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-5 от 01.04.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия с гореща вода, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. II.7 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 49,62 лв./MWh, без ДДС.

Обосновката на дружеството е следната:

СПРАВКА № 1 „ Разходи“

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. е разработена на база отчетни данни за 2020 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към тези разходи за производство се прибавят

и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

***Разходите за производство** на топлинна енергия са в размер на 196 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.*

***Разходите за пренос** по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 4 169 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2020 г.*

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от Закона за енергетиката, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи на цех ТС, чиято основна дейност е топлоснабдяване на небитови и битови клиенти в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – Разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

***Преките счетоводни разходи** за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2020 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 332 хил. лв.*

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 16 хил. лв.

***Разпределени разходи -** В отчетените за 2020 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 622 хил. лв., както следва:*

- ***Социалните разходи** са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2020 г. персоналът, зает в цех ТС е 66 души и коефициентите на разпределение са: за първо полугодие – 0,0278 (разчетен на база численост на персонала 2 376 бр.) и за второ полугодие – 0,0280 (разчетен на база численост на персонала 2 360 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2020 г. са на стойност 1 313 хил. лв.*
- *В перо **„Други разходи“,** освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).*

Общопроизводствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие.

***Административни разходи** се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности-електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2020 г. са в размер на 464 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т.19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 307 хил .лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.*

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. са на стойност 4 365 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 51 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 416 хил. лв.

СПРАВКА № 2 „РБА“

Регулаторната база на активите към 31.12.2020 г. е в размер на 8 638 хил.лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2020 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 9 994 хил.лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 794 хил.лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 438 хил.лв. За целите на ценообразуването оборотния капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени

разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указанията.

СПРАВКА № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“

Нормата на възвръщаемост е 0,59% и е разчетена съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 8,38% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2020 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2020 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 „ТИП-Производство“

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 169 271 MWh, а размерът на собствените нужди – 57 212 MWh (33,8% от производството).

С оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за потреблението и съответно производството могат да се отклоняват значително от отчетните данни, както това е налице и през настоящия регулаторен период. Предвид трите поредни топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са близо до отчетните за 2020 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 11% в производството спрямо отчета за базовата 2020 г. се предвижда от очакван ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис-сгради) и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО.

СПРАВКА № 5 „ТИП-Пренос“

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2020 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период.

Сумарното прогнозно количество реализирана топлинна енергия в периода юли 2021 – юни 2022 г. се базира на отчетните данни за 2020 г. и прогноза за ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис-сгради) и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО, с около 11%. Общото количество топлинна енергия за реализация е 85 730 MWh.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 275 810 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 324 892 хил. лв. Общият всеобхватен доход за годината е ***печалба*** в размер на 276 718 хил. лв., формиран от печалбата и друг всеобхватен доход, нетно от данъци, положителен в размер на 908 хил. лв., докато за 2019 г. всеобхватният доход е печалба от 300 207 хил. лв., включващ печалбата и друг всеобхватен доход – загуба в размер на 24 685 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за доходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2020 г. намаляват спрямо предходната година с 4,27%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 0,24%.**

Нетекущите активи на дружеството спрямо предходната година са намалени от 2 448 688 хил. лв. на 2 368 992 хил. лв., независимо от ръста през годината на инвестициите в дъщерни предприятия.

Текущите активи спрямо предходната година са увеличени от 881 179 хил. лв. на 1 056 373 хил. лв. от увеличената стойност на ядреното гориво, независимо намалените търговски и други вземания и вземанията от свързани лица.

Собственият капитал е увеличен от 2 681 323 хил. лв. за 2019 г. на 2 795 595 хил. лв., вследствие на ръста на неразпределената печалба.

Дългосрочните задължения в края на 2020 г. са намалени в сравнение с предходния период от 364 462 хил. лв. за 2019 г. на 340 009 хил. лв. в резултат на намалените задължения по получени заеми .

Текущите задължения към края на 31.12.2020 г. са увеличени спрямо 2019 г. от 341 359 хил. лв. на 346 003 хил. лв., вследствие на ръст на търговските и други задължения.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2020 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задлъжнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 79% собствен капитал и 21% привлечени средства.

Образуване на цената

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

Изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 49,99 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 486 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 130 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 090 хил. лв. и променливи – 39 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 638 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 730 MWh

15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 08.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило следното: отчетна информация за ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. по т. I.1, I.2, I.5, I.8, I.9, прогнозна информация по т. II.2 и II.5. (действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия) и II.2.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 197,64 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с гореща вода - 83,64 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 410,00 лв./knm^3, (без акциз и ДДС).

Обосновката на „Когрийн“ ООД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2021 г. – 30.06.2021 г. е следната:

- ***Производствена програма –*** *подчинена е на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:*

- Производство на електрическа енергия – 29 542 MWh

- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 594 MWh

- Електрическа енергия за продажба – 26 948 MWh

- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh

- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh

▪ ***Инвестиционна и ремонтна програма –*** *дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията при извършване на необходимото абонаментно поддържане.*

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Отчетната стойност на дълготрайните материални активи на дружеството, описани по-горе към 31.12.2020 г. са на стойност 11 706 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. В справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР до настоящия момент е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор. В настоящите ценови справки техническата грешка е отстранена.

Прилага се линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 г.

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие на Указания-НВ.

Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо ремонтиране на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството.

В други разходи се отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво са оценени при настоящата цена природния газ – 410 лв./knm^3.

Разходът на природен газ е оценен, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения от „Когрийн" ООД годишен финансов отчет за 2020 г. е видно, че дружеството отчита ***нетна печалба*** в размер на 1 283 хил. лв., увеличена спрямо 2019 г., когато е 382 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на топлинна и електрическа енергия се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. със 17,55%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. със 17,51%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и че не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства спрямо края на 2019 г., когато е 3% собствен капитал и 97% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 415 хил. лв. на 405 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 200 хил. лв. на 180 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Финансови разходи“ е коригирана от 180 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 180 хил. лв., като неприсъщи разходи. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 141 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ (5%), не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,84% на 5,24% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,57 лв./MWh;

3. Пренос - 0,63 лв./MWh;

4. Достъп - 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 47,66 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	66	58	59	59	117	107	118	113	58	19	**773**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,41**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	20,33	20,33	20,33	22,46	24,72	28,21	27,70	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	**30,41**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,11	0,38	0,21	0,14	0,84	0,40	0,64	0,18	-0,09	0,05	**2,9**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**29,13**
		1,23	1,66	-2,13	-2,26	-3,49	0,51	0,77	4,61	6,36	1,81	-2,71	3,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	21,40	23,59	26,47	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,36	32,00	**28,72**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „КОГРИЙН“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 216,60 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 91,53 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 86,43 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 9 431 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 816 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 929 хил. лв. и променливи – 4 887 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 758 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

16. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 171,74 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 6,50 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 45,33 лв./knm^3 при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 3,944 MW и обща топлинна мощност 4,007 MW, дружеството снабдява с топлинна енергия „Оранжериен комплекс 500 дка“. Натовареността на двата когенератора е прогнозирана на база предвижданата производствена програма за новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г.*

2. Регулаторна база на активите (РБА) *– за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2020 г., в размер на 4 849 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2020 г.*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.*

4. Ремонтна програма *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна*

на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

***5. Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, разходи за консумативи – 75 хил. лв., разходи за вода – 2 хил. лв., разход за електрическа енергия – 14 хил. лв., разходи за външни услуги – 55 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 125 хил. лв.*

***6. Условно постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора, и са следните: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН=4%) – 585 хил. лв., разходи за ремонт – 419 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 280 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 66 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 687 хил. лв.*

***7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 норма на възвръщаемост в размер на 4,76% към 31.12.2020 г.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 728 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 93 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 6,4%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 0,66%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Коефициентът на ликвидност показва, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за погасяване на текущите задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 34% собствен капитал и 66% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност за „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“, както следва:

Приходите през 2020 г. са намалени на 3 184 хил. лв. спрямо 3 412 хил. лв. за 2019 г. или с 6,68% при намалени разходи 20,32%. Финансовият резултат от регулираната дейност е ***печалба*** от 612 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 184 хил. лв. През 2020 г. е подобрен коефициентът за общата ликвидност спрямо 2019 г., което показва, че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

За 2020 г. дългосрочните задължения за регулираната дейност са в размер на 3 985 хил. лв., формирани от задължения към финансови институции, а краткосрочните задължения са на обща стойност 1 512 хил. лв., от тях с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 1 175хил. лв.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 250 хил. лв.

или с 30 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 66 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 6 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,76% на 5,15% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 5 557 knm^3 на 5 438 knm^3 с 120 knm^3, от 76,7% на 78,4% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,77 лв./MWh;

3. Пренос - 0,62 лв./MWh;

4. Достъп - 4,3 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 45,69 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 195	1 809	1 626	4 282	5 879	7 804	8 042	7 245	8 146	6 321	4 214	304	**56 867**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,05**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	20,70	19,64	23,40	25,63	29,09	28,58	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**28,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,74	7,96	0,99	22,78	10,76	18,26	57,66	26,88	44,48	12,93	-5,16	0,85	**203**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,65**
		1,60	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	2,34	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	32,00	**28,48**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 192,45 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,38 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 5 140 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 4 888 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 001 хил. лв. и променливи – 2 887 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 4 899 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,15%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 176,65 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 6,50 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 45,33 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 4,871 MW и обща топлинна мощност 4,956 MW, дружеството снабдява „Оранжериен комплекс 200 дка“ с топлинна енергия. В табличен вид е представена производствена програма за всеки месец в прогнозния период 01.07.2021-30.06.2022 г., която е съобразена с тези потребности.*

2. Регулаторна база на активите (РБА) *– за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2020 г., в размер на 7 461 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2020 г.*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.*

4. Ремонтна програма *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.*

5. Променливите разходи *са както следва: цена на природния газ – 391,56 лв./knm^3, разходи за консумативи – 50 хил. лв., разход за електрическа енергия – 2 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 161 хил. лв. и разходи за външни услуги – 170 хил. лв.*

6. Условно постоянните разходи *са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН=4%) – 887 хил. лв., разходи за ремонт – 460 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 296 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 63 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 732 хил. лв.*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 Норма на възвръщаемост в размер на* ***6,50%*** *към 31.12.2020 г.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Оранжерии Гимел“ АД е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност на „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“, както следва:

Приходите през 2020 г. са намалени на 3 952 хил. лв., спрямо 5 325 хил. лв. за 2019 г. или с 26% при намалени общи разходи с 23%. Финансовият резултат от регулираната дейност е ***печалба*** от 724 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 1 132 хил. лв. През 2020 г. е подобрен коефициентът за общата ликвидност спрямо 2019 г., което показва, че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

За 2020 г. дългосрочните задължения за регулираната дейност са в размер на 3 230 хил. лв., формирани от задължения към финансови институции, а краткосрочните задължения са на обща стойност 2 655 хил. лв., от тях с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 2 198 хил. лв.

През 2020 г. общата ликвидност е подобрена спрямо 2019 г.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 296 хил. лв. на 258 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 63 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,50% на 4,56% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 7 200 knm^3 на 6 990 knm^3 с 210 knm^3, от 77,4% на 79,7% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от

дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,46 лв./MWh;

3. Пренос - 0,62 лв./MWh;

4. Достъп - 4,3 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 45,38 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			**Q2**			**Q3**			**Q4**			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 424	4 162	3 972	4 125	5 697	8 150	9 501	8 664	9 585	9 585	7 147	174	**72 186**
Цена на пр. газ , Цпг	лв. /MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,79**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв. /MWh	20,70	19,64	23,40	25,63	29,09	28,58	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**28,58**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	5,65	18,31	2,42	21,95	10,43	19,07	68,12	32,14	52,33	19,60	-8,76	0,49	**241,8**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв. /MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,67**
		1,60	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	2,34	
Цена на пр. газ , Цпl	лв. /MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	32,00	**28,44**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 241,8

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,33 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 66,26 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 6 447 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 114 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 392 хил. лв. и променливи – 3 722 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 320 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 202,79 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 402,20 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природен газ – 339,73 лв./knm^3;
- цена за пренос – 7,97 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 54,50 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

• ***Производствената програма*** *е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.*

Представена е прогнозна производствена програма по месеци за новия регулаторен период с посочени количества произведена електрическа енергия-бруто, собствено потребление и нетната електрическа енергия.

• ***Инвестиционна програма*** *– отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите е в размер на 6 696 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.*

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2020 г., са както следва: 111 хил. лв. – за сгради и 2 774 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

• ***Ремонтна програма*** *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозните часове на работа на газобуталния двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. и съгласно условията на договор за превантивна и последваща поддръжка с Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия.*

• ***Променливи разходи –*** *представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2021 г. – м. юни 2022 г.*

- Разходи за консумативи – 26 хил. лв. (изчислени са на база работните часове на двигателя);

- Разходи за електрическа енергия – 38 хил. лв.;

- Разходи за акциз на природен газ – 65 хил. лв.

• Условнопостоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 412 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 445 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 254 хил. лв.

- разходи за социални осигуровки – 53 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 345 хил. лв.

***• Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г., дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към ПИБ АД и „МКБ Юнионбанк“ АД от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14.*

Собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, а през 2019 г. от „Обединена Българска Банка“ АД.

*Съгласно Справка № 3 (Приложение № 3), дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост – 2,00%.***

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 410 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година от 439 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 16,24%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2020 г. спрямо 2019 г. с 4,07%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и не притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 16% собствен капитал и 84% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. приходите основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 1 063 хил. лв., намалени спрямо предходната година, когато са 1 302 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е ***загуба*** от 477 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 1 204 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2020 г. е печалба в резултат на други приходи от нерегулираната дейност, с най-голям относителен дял от тях са приходите от продажба на дълготрайни материални активи.

За 2020 г. от задълженията на дружеството за регулираната дейност са преди всичко задължения към финансови институции.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 254 хил. лв. на 244 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от

общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 53 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 6 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 2,00% на 5,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 2 858 knm^3 на 2 788 knm^3 със 70 knm^3, от 77,1% на 79,1% до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на отчетените стойности през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,95 лв./MWh;

3. Пренос - 0,68 лв./MWh;

4. Достъп - 5,17 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 46,80 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	102	675	1 079	1 586	1 689	1 061	874	562	125	**7 753**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**33,27**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,32	34,34	34,34	**29,37**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,54	1,24	2,52	11,37	6,27	5,79	1,79	-0,69	0,35	29
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**29,68**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,87	-3,37	2,34	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,76	36,03	32,00	**29,50**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 232,30 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 107,23 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 257 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 039 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 463 хил. лв. и променливи – 1 575 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 147 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh

19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 185,21 лв./MWh.

След настъпила промяна в производствената програма и намаляване на продажбите при запазване на разходите, „Инертстрой-Калето“ АД е подало ново заявление с вх. № Е-14-76-2 от 06.04.2021 г., с което предлага за утвърждаване по-висока преференциална цена на електрическа енергия в размер на 201,66 лв./MWh, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Предложената за утвърждаване нова цена е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 568,14 лв./knm3, при долна работна калоричност 8 237 kcal/knm3.

Към заявлението не са приложени: обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период; справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО; договор за доставка на природен газ и разходо-оправдателни документи помесечно за закупуването му.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Инертстрой - Калето“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 488 хил. лв. при 2 342 хил. лв. за 2019 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо 2019 г. с 26,19 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 25,20 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. остава непроменена и е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 160 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за

дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,09% на 4,54% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,66 лв./MWh;
3. Пренос - 0,68 лв./MWh;
4. Достъп - 6,46 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 47,80 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	5	20	17	13	29	28	28	28	28	28	**224**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**33,19**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	34,33	**34,33**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,11	0,03	0,03	0,21	0,10	0,15	0,04	-0,03	0,08	**0,7**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**30,16**
		15,23	15,66	11,87	9,61	6,12	6,63	7,40	3,94	5,69	1,14	-3,38	2,33	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	36,02	32,00	**29,95**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Инертстрой-Калето" АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 237,17 лв./MWh:
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 112,10 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 5 776 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 625 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 523 хил. лв. и променливи – 4 102 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 327 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,54%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 820 MWh

20. ЧЗП „Румяна Величкова"

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-1 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

ЧЗП „Румяна Величкова" предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 148,48 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 398,11 лв./knm^3 при долна работна калоричност на природния газ – 8 207 kcal/knm^3.

Към заявлението не са приложени: договор за продажба на електрическа енергия, договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него, разходо-оправдателни документи и справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

ЧЗП „Румяна Величкова" е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

Дружеството експлоатира инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с един газов когенератор с инсталирана електрическа мощност 1,850 MW и топлинна мощност 1,820 MW, с която се захранва оранжерията, собственост на ЧЗП „Румяна Величкова" в с. Трудовец, Ботевградско.

***Производствената програма** за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2020 г. когенераторът е работил 4 256 h, като е произведена 7 874 MWh електрическа енергия и е опусната 8 061 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс. През 2021 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенератора през следващия експлоатационен период да работи около 4 100 h.*

***Разход на гориво** – електрическият КПД на инсталацията през годините е около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%. За следващия регулаторен период дружеството предлага специфичен разход на гориво, равен на постигнатия през 2020 г.*

***Амортизационни отчисления** – през 2020 г. е извършен текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервиз с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2020 г. възлизат на 1 048 хил. лв.*

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2020 г., фирмата, извършваща одит на финансово-счетоводния отчетq е поискала част от стойността на ремонтните работи да се класифицират като инвестиции и стойността им да бъде отнесена в стойността на ДМА. В резултат на това, дълготрайните активи са увеличили стойността си, а стойността на ремонтните работи е намалена.

Други разходи *- включват разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.*

Променливите разходи, голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2019 г. и 2020 г. цялото количество топлинна енергия от инсталацията е използвана за производството на растителна земеделска продукция.

ЧЗП „Румяна Величкова“ обръща внимание, че дребните оранжерийни производители не съществуват, за да произвеждат електрическа енергия, която зависи от нуждите от топлинна енергия за оранжерията, а чрез инсталациите за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, които експлоатират, се стремят да направят топлинната енергия за производство на зеленчуци по-евтина. По този начин се очаква такива производители да се представят по-успешно на пазара на оранжерийни зеленчуци.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. ЧЗП „Румяна Величкова“ отчита ***печалба*** в размер на 450 хил. лв. при ***печалба*** за 2019 г. 190 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция са увеличени през 2020 г., спрямо 2019 г. с 3,30%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени през 2020 г., спрямо 2018 г. с 4,06 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството остава почти непроменена и в края на 2020 г. е 77% собствен капитал и 23% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 74% собствен капитал и 26% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,92 лв./MWh;

3. Пренос - 0,62 лв./MWh;

4. Достъп - 3,26 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,80 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	3	1 417	2 231	2 633	274	391	1 587	3 276	4 240	3 498	2 650	848	**23 049**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,98**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,46	32,16	32,16	32,16	**28,13**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,01	6,24	1,36	14,01	0,50	0,91	11,38	12,15	23,53	7,43	-0,36	2,37	80
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,95**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	-1,03	-5,55	0,16	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,55	32,68	34,94	32,00	**28,53**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 141,57 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 16,50 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 343 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 322 хил. лв., от които условно-постоянни – 296 хил. лв. и променливи – 1 026 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 514 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 150 MWh

21. „Алт Ко“ АД

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 16.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 137,43 лв./MWh, без ДДС, със следните компоненти:

- прогнозна пазарна цена на електрическа енергия – 90,49 лв./MWh;
- премия по чл. 33 ЗИД на ЗЕ във връзка с чл. 36и, ал. 1 от ЗЕ – 46,94 лв./MWh.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 413,14 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

***Дружеството е представило следната обосновка**:*

При разглеждане на заявлението дружеството посочва, че в рамките на предходния регулаторен период (01.07.2020 - 30.06.2021 г.), а именно в през м. декември 2020 г., централата е наработила 60 000 h, което е граничната стойност за работа, предвидена от производителя, поради което би трябвало да се извърши основен ремонт за нови 60 000 h работа с оглед запазване на производствено-техническите параметри. Последното е довело до следното:

1. Договорът за абонамент по отношение на ремонта и поддръжката на централата с ексклузивния сервизен център на производителя – „Филтър“ ООД (представен в приложенията към заявлението за предходния регулаторен период) е бил прекратен и заменен с временно споразумение на база оферта за ремонт и поддръжка за периода декември 2020 г. - май 2021 г., но само по отношение на труда на сервизните специалисти. Останалите дейности по ремонта и поддръжката следва да се заплащат отделно, в зависимост от нуждите.

2. Налага се сключването на договор с „Филтър“ ООД за основен ремонт на централата (договорът е приложен), което ще доведе до нейната експлоатация за нови 60 000 h. Срокът за извършването на основния ремонт е през месеците юли-август 2021 г. и централата ще влезе в действие през септември 2021 г.

3. Налага се сключване на нов договор за абонамент по отношение ремонта и поддръжката на централата (договорът е приложен) за новия период на нейната експлоатация от 0 до 60 000 h.

I. Отчетни данни

1. В приложение № 3 са показани отчетните данни за 2020 г. и ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г., където е видно, че прогнозната производствена програма е малко надвишена, което се дължи на необходимостта от повече топлина в оранжериите, поради по-студено време в определени месеци от годината. Условно-постоянните разходи са

намалени спрямо планираните, което се дължи основно на описаното по-горе и свързано с достигането на 60 000 h работа. Разходите за заплати са повишени с 10 000 лв. спрямо планираните, поради административното повишаване на минималната работна заплата за страната. Разходите, пряко свързани регулираната дейност, са идентични с планираните. Отчетеният инвестиционен разход в размер на 84 000 лв. е всъщност аванса по договора за основен ремонт на централата, който разход има характер на разход за придобиване на ДМА в следващ период, поради което този разход не е включен разходите за отчетния регулаторен период, както и в РБА за същия период

Разходите за ремонт са основно за текущи ремонти и са извършени от „Филтър“ ООД, в съответствие с договор за поддръжка.

2. Приложени са фактури за закупения природен газ за 2020 г. и месеците 01-03 на2021 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO_2 не са отчитани и не са прогнозирани.

3. Приложени са отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като са подробно показани продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг“ и „излишък“. Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствено потребление-оранжерийно производство.

4. Инсталирана електрическа мощност на централата е 1,85 MW.

II. Прогнозни данни

1. Изготвена е прогнозна информация по приложения модел (справки № 1 до № 9), където:

- производствената програма е увеличена с около 3,2%;

- предвидени са капиталови разходи за основен ремонт на централата в размер на 757 хил. лв. съгласно подписания и приложен договор за доставка на оборудване и основен ремонт с „Филтър“ ООД;

- увеличени са разходите за амортизация от 265 хил. лв. на 321 хил. лв. на база стойността на основния ремонт при норма на амортизация 15 години;

- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 147 хил. лв. са приети съгласно приложения договор за това с „Филтър“ ООД на база 4 205 h работа на централата при цена 17,5 евро/h;

- разходите за заплати са увеличени от отчетените 175 хил. лв. за предходния регулаторен период на 190 хил. лв., на база увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2021 г.

- долната работна калоричност е приета 8150 kcal/knm^3;

- цената на природния газ е заложена като приетата с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. в размер на 33,20 лв./MWh (384,60 лв./knm^3 при коефициент на преобразуване 10,5) плюс цена на достъп и пренос 64,54 лв./MWh, приета със същото Решение на КЕВР;

- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

2. По отношение изискването на чл. 30, ал.4 от ЗЕ, централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция - оранжерия.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

Финансовият резултат на „Алт Ко“ АД, съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., е ***печалба*** в размер на 834 хил. лв., която е увеличена спрямо 2019 г., когато е в размер на 460 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ е отчетена печалба след данъци в размер на 246 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2019 г., когато е 155 хил.

лв., от нерегулирана дейност през 2020 г. дружеството също отчита печалба в размер на 588 хил. лв., увеличена спрямо отчетената в размер на 305 хил. лв. за 2019 г.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 95% собствен капитал и 5% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 321 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 56 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 190 хил. лв. на 175 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 35 хил. лв. на 21 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА" оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация" 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 41,14 лв./MWh;

3. Пренос - 0,58 лв./MWh;

4. Достъп - 4,76 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 46,49 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			**Q2**			**Q3**			**Q4**			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	1 031	3 110	3 710	3 680	3 028	3 642	1 997	0	0	**20 199**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,59**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	24,72	28,03	27,39	26,93	30,39	28,64	33,20	0,00	0,00	**28,52**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	5,49	5,97	9,26	26,39	11,23	19,89	3,22	0,00	0,00	81
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,60**
		-19,10	-18,67	-22,46	0,00	-0,18	-0,31	0,00	0,00	0,00	0,01	-37,71	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	24,72	28,12	27,54	26,93	30,39	28,64	33,19	18,86	16,00	**28,56**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Алт Ко“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,75 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 47,68 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 674 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 644 хил. лв., от които условно-постоянни – 604 хил. лв. и променливи – 1 040 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 851 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 261 MWh

22. „Брикел“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 31.03.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информация по т. I.8.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 231,75 лв./MWh.

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,14 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 94,65 лв./t с калоричност 2 742 kcal/kg;
- цена на мазут – 676,09 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg;

Обосновката на дружеството е следната:

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда малко увеличение на производствената програма в частта производство на топлинна енергия с топлоносител пара, с цел удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 1,46% повече от отчетената през базисния период и е в размер на 1 777 330 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на базисния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период възлизат на 4 695 MWh или 25,38%.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара:

Единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия:

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2021 г. — 30.06.2022 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267, чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 591 280 MWh, а за периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. се планира да бъдат произведени 591 030 MWh.

Продадена електрическа енергия:

В електропроизводствената част през 2020 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 416 189 MWh. За периода 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл.100 ал.6 от ЗЕ е в размер на 416 000 MWh.

Към момента между „Брикел“ ЕАД и „Гранд енерджи дистрибюшън“ ЕООД е действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. Също така между „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система” е подписан договор № ВЕКП 2/27.06.2018 г. за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2020 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 26,36%, спрямо отчетените през базовата 2020 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т.5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

За ценовия период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 2 898 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2020 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството.

Взети са под внимание голямата възраст на съоръженията.

Взети са под внимание дългият срок на експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер в предишните регулаторни периоди и сформираните ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Разходите са предвидени за обезпечаване на техническото обслужване и плановите ремонти, извършвани от „Брикел“ ЕАД за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. Това са разходите, направени за възстановяване или поддържане на първоначално установеното ниво на ефективност (капацитет и производителност) на активите на дружеството и които не променят неговото първоначално функционално предназначение. Разходите за текущ ремонт не се вземат предвид при определяне на амортизационната сума и норма, нямат характер на подобрение, модернизация или реконструкция на ДМА и респективно не са ремонтни разходи с инвестиционен характер. Разходите са извършени с цел обслужване и ремонт на съоръженията. Основната им цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели. Важна задача на дружеството, от която зависи нормалната и безаварийна работа на основните съоръжения и прилежащите им възли и детайли, е своевременното извършване на необходимите ремонтно-възстановителни и рехабилитационни дейности и свързаните с тях ремонти дейности.

Изложените обстоятелства изключват инвестиционния характер на съдържащите се в приложените документи разходи.

Инвестиционна програма

Извършените разходи за инвестиции през 2020 г. са подкрепени със съответните разходни документи, които са: фактури за доставка и изграждане на активите по инвестицията, договори с доставчици, приемно-предавателни протоколи, извлечения от счетоводните регистри за отчитане на дълготрайните активи/разходите и плащанията.

Общата изразходвана сума за 2020 г. е 8 669 хил. лв., реализирани по 3 инвестиционни проекта, като и трите са открити през предходни години. През 2020 г. няма закрити инвестиционни проекти, т. е няма формирани нови ДМА.

Приложен е отчет на инвестиционна програма за 2020 г., отчет за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. и прогноза за периода 01.07.2021-30.06.2022г.

За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да продължи работата по проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 157 026 хил. лв.

„Брикел“ ЕАД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Поради необходимостта да се създаде нужната горивна база за ТЕЦ в „Брикел“ ЕАД е обусловена технологична взаимообвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“, т. е. всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Раздел II на Указания-НВ.

За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 19 218 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 19 193 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 25 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл. 31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022г. разходите за амортизации са на нивото на 2020 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Отчетената в „Брикел“ ЕАД средна работна заплата през базисната 2020 г. е 1 353 лв., което представлява изоставане с 42,18% в сравнение със средна брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2020 г. в дейност

„Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 340 лв., съгласно данни на НСИ.

Отчита се увеличение на минималната работна заплата в страната от 01.01.2021 г. със 7% от 610 на 650 лв., което води до ръст на разходите в дружеството.

Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 10%, като счита, че това увеличение отново няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица – изток” и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2020 г. възлизат на 14 601 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 342 хил. лв. и за осигуровки 3 259 хил. лв.

За периода 01.07.2021г. - 30.06.2022 г. необходимите разходи са завишени на 12 476 хил. лв. за разходи за заплати и 3 553 хил. лв. за осигуровки.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2020 г. с 2% и са 3 054 хил. лв. Отразени са в справка № 1 „Разходи за производство“.

Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетения от НСИ през 2020 г. ръст на инфлацията. Тя дава своето отражение на условно постоянните разходи, като води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н., т. е. до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Стойността на горивата в България се влияе изцяло от случващото се на международните пазари и по данни на Българската петролна и газова асоциация, от началото на 2021 г. до момента цената на най-масовия бензин А-95 се вдигна с малко под 13%, а на дизеловото гориво - с 13,6%. Вследствие на отчетеното повишение разходите за горива са увеличени с 10% спрямо базисната 2020 г.

Разходите за лицензионни такси са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2020 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени квоти CO_2, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво за периода 01.07.2021 - 30.06.2022 г. - разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година.

Приложен е договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД, ведно с допълнителните споразумения към него, включително и за 2021 г. В него перото „разходи за електрическа енергия за 1 kWh електроенергия“ се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси в договор № МТ-093/2016г. за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток” ЕАД

От приложена справка е видно, че средната цена на горивния микс е 94,84 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2492 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2021 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 94,65 лв/t при калоричност 2492 kcal/kg.

Гориво за разпалване мазут – разходите за мазут за новия регулаторен период са запазени на нивото на 2020 г.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво както следва:

- за електрическа енергия - 225,68 g/kWh;

- за топлинна енергия - 116,06 kg/MWh;

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 295 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 3 755 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2020 г.

Разходите за консумативи - за новия ценови период възлизат на 1 576 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. За новия ценови период е взето предвид, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на Европейската електроенергийна борса (EEX), неминуемо ще доведе и до повишаване на продажната цена на хидратната вар.

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, железен сулфат, тринатриев фосфат, и др.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2020 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 539 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове:

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2020 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2020 г. в размер на 285 720,75 t.

Дружеството няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2 (чл. 10в, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за инвестиции за 2020 г., а безплатни квоти за производство на топлинна енергия във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) за 2020 г. в размер на 121 445 t, са били заверени по сметката на дружеството в европейския регистър и са били усвоени за покриване на задълженията за 2019 г.

За 2021 г. и 2022 г. „Брикел“ ЕАД няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO_2.

Липсата на безплатни квоти за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. е отразена в справка 2.14.1. за отпуснати и усвоени безплатни квоти за периода.

В ценовия модел (справки от №1 до №9) разходите за парникови газове за 2020 г. са в размер на 285 720,75 t по цена 46 евро/t, за което е приложена „Счетоводна справка за разходи за закупуване на CO_2 за 2020 г.“.

Прогнозното количество CO_2, емитирани от цялото производство, са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма и възлизат на 343 844,90 t.

Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2020 г. Така полученото за прогнозния период общо количество отделени емисии в размер на 343 844,90 t подлежи на закупуване.

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 23.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

<u>На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2020 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането</u>

<u>Образуване на цените</u>

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 898 хил. лв. на 2 648 хил. лв. или с 250 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 476 хил. лв. на 11 342 хил. лв. или с 1 134 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 553 хил. лв. на 3 259 хил. лв., или с 294 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции са коригирани от:

  - Други разходи за услуги от 16 хил. лв. на 0 хил. лв.;
  - Други от 282 хил. лв. на 0 хил. лв.;
  - Разходи за минали от 362 хил. лв. на 0 хил. лв., като неприсъщи за лицензионната дейност и съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 30 935 хил. лв. на 31 607 хил. лв. или с 672 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 343 845 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

		Вид гориво			
Показател	Димeнсия	Твърди – Лигнит	Течни – мазут	Биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	76,2315	77,400	100,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t	8,3044	40,000	13,48	
3. Коефициент на окисление:	-	80,48%	100,00%	100,00%	
4. Количество гориво:	t	667 405	1 229	282 000	950 634
5. Емисии CO_2	t	340 039	3 806	0	343 845

Прогнозни емисии CO_2 – 343 845 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 343 845 t X 91,92 лв./t = 31 607 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,85% на 4,39% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по въглеродни емисии

	месец	**Общо:**
Количество, Qe	t	**291 210**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**2 612**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 215,53лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 90,46 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,53 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 164 887 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 161 479 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 043 хил. лв. и променливи – 132 436 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 77 566 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,39%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 435 210 MWh, в т. ч. собственото потребление – 19 210 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 807 MWh

23. „Солвей Соди“ АД

Дружеството е представило чрез единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 438,38 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 32,32 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и

калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 115,42 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газьол – 851,89 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 116,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както следва:

Производствена програма

Дружеството посочва, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергии през 2020 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Изпълнението на производствената програма е било силно засегнато от световната пандемия с COVID-19. За календарната 2020 г. неизпълнението е около 10%, а за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. очакваното неизпълнение е около 5%. От м. декември 2020 г. е започнало плавно увеличение на търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат и очакванията са от м. май 2021 г. производствените инсталации да заработят на пълен капацитет, като през 2021 г. – 2022 г. не се очакват промени.

Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Посочва се, че изготвената производствена програма отчита възстановяването на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция, като се отбелязва, че дружеството е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO_2.

***УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**:*

***- Разходите за амортизации** се прогнозират на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.*

***- Разходите за ремонт** се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от коректива поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Приложени са детайлни справки, по основни съоръжения за реализираните разходи през 2020 г. и планираните за 2021 г. и 2022 г.*

***- Разходи за заплати и възнаграждения** се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо отчета за 2020 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор.*

***- Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ,** се прогнозират на база статистическа информация от предходни периоди, промени дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания.*

- Прогнозни разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

***Застраховките** са повишени, тъй като за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е извършена актуализирана оценка на сградите и съоръженията, което е довело до увеличена премия през този период. За новия регулаторен период е планирано допълнително 5% увеличение на застраховките, считано от 01.01.2022 г. на база очаквана инфлация;*

***Разходите за въоръжена и противопожарна охрана** са повишени вследствие на предоговаряне с доставчиците, извършващи тези услуги, предизвикано от повишение на минималната работна заплата;*

***Данъците и таксите, абонаментното поддържане, експертните и одиторски разходи, безплатната предпазна храна, съгласно нормативен акт и служебните карти и пътувания** са повишени с 5% спрямо отчетната 2020 г. на база на очаквана инфлация;*

Дружеството заявява, че всички останали елементи в тази група остават непроменени

спрямо отчетната 2020 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

- Цената на твърдите горива *за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2020 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ 1,65973 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2021 г.*

- Разходите за горива, вода и консумативи *се определят на база заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на топлоенергия от потребителите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.*

- Разходи за емисии на парникови газове *(CO_2) за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма и количеството безплатни квоти за емисии, които получава дружеството, при цена 40 евро/t CO_2, съгласно указанията в Писмото.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Солвей Соди“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***печалба*** в размер на 93 511 хил. лв., при отчетена ***печалба*** в размер на 115 392 хил. лв. за 2019 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Приходите от продажби намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 11,17%;**
- **Себестойността на продажбите също намалява през 2020 г. спрямо 2019 г. с 11,22%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 81% собствен капитал и 19% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 84% собствен капитал и 16% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2020 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2020 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ отчита **печалба** в размер на 189 хил. лв. при отчетена **загуба** за 2019 г. в размер на 278 хил. лв. За 2020 г. задълженията на дружеството за регулираната дейност са текущи на стойност 50 037 хил. лв., от тях 20 967 хил. лв. провизии, следвани от задължения към клиенти и доставчици 19 496 хил. лв.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 4 405 хил. лв. на 3 967 хил. лв. или с 438 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 953 хил. лв. на 3 761 хил. лв. или със 192 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 037 хил. лв. на 983 хил. лв. или с 54 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 54 763 хил. лв. на 64 347 хил. лв. или с 9 584 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови

период в размер на 700 000 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO_2 – 700 000 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 700 000 t X 91,92 лв./t = 64 347 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,85% на 4,39% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	тона	**1 441 000**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**12 926**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 173,61 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,54 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 54,52 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 188 130 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 182 208 хил. лв., от които условно-постоянни – 94 136 хил. лв. и променливи – 88 072 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 143 796 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 176 431 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 166 215 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 888 784 MWh

24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на отчетни справки за 2020 г. по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 288,36 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 73,91 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 477,93 лв./knm^3 с калоричност 8 100 kcal/knm^3;
- въглища – 154,66 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 130,00 лв./t с калоричност 4 100 kcal/kg).

Обосновка на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи, представена от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 50 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м.август – м. септември 2021 г. и през м. април – м. май 2022 г. с ПГ №1 при натоварване 50-55 t/h или реализация на 55 760 MW$_{т.е.}$ и производство на 5 952 MW$_{ел.ен}$. Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

За новия ценови период се предвижда продажба на 4 712 MWh високоефективна комбинирана ел.енергия, като –3 612 MWh е високоефективната комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД (в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ.

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Разходи за амортизации

За 2020 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 530 хил. лв.

Отчитането на дълготрайните активи и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява, като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи.

Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът.

Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2021 г. - 2022 г. дружеството предвижда да направи инвестиции на

стойност 16 хил. лв.

На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топлинна и електрическа енергия. ДМА, участващи при комбинираното производство се приемат като „общи“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос. Клиентите на топлинна енергия са свързани с паропроводи на колектор 6 ata, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топлинна и електрическа енергия и общо за двата продукта за периода 2020 г.

Разходи за ремонт

В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планувани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и Въглеподаване. Приложена е ремонтна програма за новия ценови период Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения

За новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 931 хил. лв., а за отчетната 2020 г. са 1 107 хил. лв. За ценовия период 2020-2021 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 57 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството.

Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Също така повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот на работещите в дружеството.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите, включени в тази част, са увеличени спрямо 2020 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчета за 2020 г. Увеличени са с 12 хил. лв. в перото „безплатна храна, съгласно нормативен акт“ на база на сключен нов Колективен трудов договор от 29.12.2020 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

***Цената на въглищата** е образувана на база наличните въглища на склад, към 01.03.2021 г. и дължимите доставки на въглища по нов договор от 01.10.2020 г. В цената по договора – 94 USD/t влизат и разходите за транспорта по река Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро – разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Лом, гр. Бургас и др.*

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с въглища, внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ, е съгласно Условие 9.2.11. от Комплексно разрешително №54/2005 г., актуализирано с Решение №54-НО-ИО-А4-ТГ1/2017 г.:

„Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO_2.“. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Тези обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

***Цената на природния газ** е определена съгласно указанията, дадени в Писмото. Цената на природен газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh.*

Цена на пр. газ	*49,69 лв./MWh*
Цена за пренос	*0,4681 лв/MWh*
Цена за достъп	*1,6654 лв./MWh*
Цена + достъп + пренос	*51,82 лв./MWh*
Коефициент на преобразуване	*10,520 kWh/m^3*

Цена на биогориво:

За новият вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително, съгласно което се разрешава употребата на биомаса като гориво, отговарящо на определението, съгласно § 1, т. 1 от „Допълнителни разпоредби“ на Закона за управление на отпадъците. Приложена е оферта с цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

$СН_{ел.ен}$ на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2020 г. и прогнозата за производството на топлинна и електрическа енергия, съгласно наличните производствени мощности.

Разходите за закупена електрическа енергия са съобразени с:

- *Изграждането на водооборотен цикъл, което налага допълнително закупуване на ел. енергия за захранване на помпи оборотна вода;*
- *Провеждане на две кампании с „Завод за захар“;*
- *Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.*

Разходите за външни услуги се предвижда да са по-ниски от отчета за 2020 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.:

За 2020 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 22 027 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 15 304 t. През изтеклата година са изгорени 11 97,430 t въглища и 47,568 knm^3 природен газ., които емитират общо 24 263 t емисии. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 8 959 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2020 г. са общо 376 хил. лв. Средната цена на недостигащите квоти за периода е 21,46 евро/t.

За новия ценови период 2021 г. - 2022 г. е предвидено да бъдат изгорени 9 668 t въглища и 30 knm^3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 18 584 t емисии CO_2. За 2021 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД са 9 538 t от безплатните квоти на „Захарни заводи“ АД. Остават за закупуване 9 046 t. Цената за период 2021 г. – 2022 г. е определена на 40 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е заложена сума за закупуване 708 хил. лв.

С писмо № Е-14-55-3 от 22.04.2021 г. дружеството е представило допълнителна информация относно определянето на количествата отделени емисии CO_2 за отчетния и за новия ценови периоди.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2020 г. реализира ***печалба*** в размер на 499 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 94 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. намаляват спрямо 2019 г. с около 40,93%. От тях приходите от продажби на топлинна енергия намаляват с 57%, а на електрическа енергия с 53,71%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 53,21%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството е с добра обща ликвидност, но размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови дълготрайни активи и да обезпечи обслужването на задълженията си.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 708 хил. лв. на 831 хил. лв. или със 123 хил. лв., като предложените количества от дружеството през новия ценови период в размер на 9 045 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO_2 – 9 045 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2: 9 045 t X 91,92 лв./t = 831 хил. лв.

Допълнително е извършено преразпределение в топлинната енергия.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са направени следните корекции:

- коригирани са количеството въглища с 500 t до достигане на общата енергийна ефективност до отчетената през базисната година;

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 38,26 лв./MWh;

3. Пренос - 0,47 лв./MWh;

4. Достъп - 1,67 лв./MWh;

5. ГРД - 22,65 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 63,05 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	**32**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**34,80**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,69	**49,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	**0,09**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**32,00**
		-19,10	-18,67	-22,46	-24,72	-28,21	-27,70	-26,93	-30,39	-28,64	-33,19	-37,71	17,69	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	11,23	12,36	14,11	13,85	13,47	15,20	14,32	16,60	18,86	32,00	**32,00**

2. Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**1 315**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**-11,80**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = -11,71

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 193,12 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 68,05 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 80,76 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 5 413 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 155 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 981 хил. лв. и променливи – 2 174 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 270 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 712 MWh, в т. ч. към други потребители – 3 612 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 55 760 MWh

<u>25. „Декотекс“ АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2021 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило отчетни справки по ЕССО за 2020 г., както и действащи договори за доставка на природен газ и за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 199,88 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 55,02 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 55,02 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 483,16 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Декотекс“ АД за прогнозните ценообразуващи елементи е следната:

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. е 1 391 хил. лв.

Разходи за амортизации

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани в съответствие с въведените през 2020 г. в експлоатация нови ДМА – собствено газопроводно отклонение, отоплителна инсталации, свързани с регулираната дейност - 210 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 78 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 132 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт са в размер на 320 хил. лв.

Предвиждат се разходи за ремонт вследствие на неизвършени ремонтни дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат

от следните ремонтни дейности:

- *Подмяна на буталната група на двигателя – 260 000 лв.*
- *Подмяна на маслена помпа - 20 000 лв.*
- *Подмяна на водна помпа – 10 000 лв.*
- *Подмяна на прътите на кобилиците на цилиндровите глави – 19 000 лв.*

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 601 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 210 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата съответно разходите за масла, антифриз, свещи, бобини, филтри.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Променливите разходи на дружеството за периода 2021 - 2022 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е в размер на 3 690 хил. лв. към 31.12.2020 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности.

Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 620 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за новия ценови период 2021 - 2022 г. е в размер на 6,18%, изчислена съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. В капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Декотекс“ АД съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***печалба*** в размер на 1 005 хил. лв., която се увеличава спрямо 2019 г., когато е 271 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2020 г. се увеличават спрямо 2019 г. с 30,70%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2020 г., без стойността на продадените активи, се увеличават спрямо 2019 г. с 40,57%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 96% собствен капитал и 4% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 97% собствен капитал и 3% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 215 хил. лв. на 168 хил. лв. или с 47 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 45 хил. лв. на 39 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,58 лв./MWh;
3. Пренос - 0,42 лв./MWh;
4. Достъп - 2,07 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,07 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	656	1 763	1 681	1 899	2 481	2 527	3 249	3 857	2 000	2 460	2 500	0	**25 073**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,32**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	18,80	18,37	21,66	28,15	29,55	28,70	30,44	30,58	28,90	43,01	43,01	0,00	**30,65**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	2,70	8,02	1,70	10,10	4,54	5,91	23,30	14,31	10,92	3,96	-7,28	0,00	78
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,24**
		-0,30	-0,30	-0,80	3,43	1,34	1,00	3,51	0,19	0,26	9,82	5,30	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	18,95	18,52	22,06	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	33,19	37,71	16,00	**28,20**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 218,24 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 93,17 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 101,11 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 103,74 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 3 716 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 573 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 260 хил. лв. и променливи – 2 313 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 476 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 11 280 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 930 MWh

26. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Не са представени следните документи: договори за доставка на горива, договори за продажба на електрическата енергия и годишен финансов отчет за 2020 г. с пояснителни бележки, който да е заверен от одитор.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 145,28 лв./MWh.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 154,66 лв./MWh.
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 199,68 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 350,00 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 203 kcal/knm^3.

„Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както следва:

• ***Условно постоянни разходи*** *– планирани са в общ размер на 848 хил. лв.*

• ***Разходи за амортизации*** *– амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2020 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв за електрическата енергия.*

• ***Разходите за ремонт*** *са в размер на 315 хил. лв. Те са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за*

двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Ремонтните дейности са за: ремонт на генераторен прекъсвач, ремонт на комплектен трансформаторен пост (КТП) и настройки на релейни защити, подмяна охладителна течност – антифриз, подмяна стартерни акумулаторни батерии, ремонт зарядна станция на акумулаторни батерии, смяна на двигателно масло и маслени филтри, подмяна на въздушни филтри и консумативи, проверка на топлинна хлабина на клапаните, ремонт UPS, подмяна акумулаторни батерии UPS, подмяна контролна платка измервателен блок на ко-генерационната система, ремонт на HMI дисплей на ко-генерационната система, подмяна на регулатора природен газ, ремонт регулатор за ниво на котел утилизатор, ремонт на охладителната система (смяна термостати на голям и малък охладителен кръг, ремонт на основни циркулационни помпи), ремонт на маслената система на двигателя, смяна на: 16 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината; 16 бр. запалителни свещи; 16 бр. запалителни бобини; 16 бр. гумени уплътнения на бобините; смяна на гарнитури на центробежен филтър, смяна на О-пръстени и гъвкави маркучи по двигателя, ремонт на стартера на двигателя, ремонт на турбо компресора на двигателя, техническо обслужване на възли и детайли, подмяна на зъбен венец на маховика на двигателя, смяна на лагерите на електрическата част на когенерацията, подмяна на съединител на двигателя, ремонт на подгревна система на двигателя за студент старт, подмяна на антивибрационните тампони на двигателя, ремонт на система за автоматично пускане на когенерационната система, ремонт на вентилатори за свеж въздух към когенерацията, подмяна на контролер на помпеният възел и ремонт на помпи за питателна вода - котел и прилежащите им кранове и възвратни клапани.

• ***Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ*** *– общият им размер е 173 хил. лв.*

• ***Променливите разходи*** *за прогнозния период са в размер на 1 572 хил. лв. и са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.*

• ***Регулаторната база на активите*** *е в размер на 1 923 хил. лв. към 31.12.2020 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 66 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.*

• ***Нормата на възвръщаемост*** *за новия ценови период е в размер на 7,78%, като тя е изчислена, съгласно Указания-НВ, като средно-претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2020 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Енергиен център Зебра“ ЕООД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 347 хил. лв., незначително намалена, спрямо отчетената ***загуба*** за 2019 г. от 386 хил. лв. Общите приходи са намалени с 29% при намаление на разходите със 17%.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства, в края на 2019 г.е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна

цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,96 лв./MWh;
3. Пренос - 0,49 лв./MWh;
4. Достъп - 1,5 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 41,95 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	10	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**50**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**23,07**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	22,46	22,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**22,46**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,07**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**21,70**
		-19,10	3,79	0,00	-24,72	-28,21	-27,70	-26,93	-30,39	-28,64	-33,19	-37,71	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	18,67	22,46	12,36	14,11	13,85	13,47	15,20	14,32	16,60	18,86	16,00	**21,70**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = 0,07

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,58 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,51 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 176,70 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 167,67 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 853 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 772 хил. лв., от които условно-постоянни – 848 хил. лв. и променливи – 1 924 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 967 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 118 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

27. „Белла България“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

„Белла България“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 142,90 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 350,49 лв./knm^3 и при долна работна калоричност на природния газ – 8 172 kcal/knm^3.

Към заявлението не е приложен одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. с всички приложения към него, поради това, че същият не е заверен от одитор, което е видно от описа.

Дружеството е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

„Белла България“ АД експлоатира инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана електрическа мощност 1,05 MWe. Произведената топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД по договор за покупко-продажба на електрическа енергия.

За новия ценови регулаторен период дружеството предвижда брутното производство на електрическа и топлинна енергия да се запази на почти същите нива спрямо отчетния период 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. Прогнозира се произведената брутна електрическа енергия да достигне 8 249 MWh, което е с 499 MWh повече спрямо отчетния ценови период или 6,44% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 848 MWh, което е с 206 MWh повече от отчетния ценови период или 2,38% увеличение.

Дружеството предвижда количеството електрическа енергия за продажба да бъде 7 882 MWh, което с 543 MWh повече от отчетния период или 7,4% увеличение.

През м. януари и м. февруари 2020 г. „Белла България“ АД е извършила основен ремонт на двигателя на ко-генератора, който се осъществява на всеки 80 000 работни часа по препоръка на завода-производител, и поради това съоръжението не е работило, което е довело до по-малко произведена електрическа и топлинна енергия и по-ниски променливи разходи, свързани с дейността през 2020 г.

*Прогнозираните **условно-постоянни разходи** за дейността през новия ценови период се запазват на същите нива – 0,61% разлика спрямо отчетния ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.*

През първото тримесечие на 2022 г. „Белла България“ АД е планирало да извърши основен ремонт на съоръжението, който се прави на всеки 16 000 работни часа, както и на котел-утилизатора за повишаване ефективността на производство на топлинна енергия. Планираната инвестиция възлиза на 250 хил. лв.

През новия ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. се предвижда увеличение в ***променливите разходи*** *спрямо отчетния, което основно се дължи на прогнозираното по-голямо производство на съоръжението и свързаните с това по-големи необходими количества за основните суровини, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството. Освен това са взети в предвид и промяната на цените на някои основни суровини.*

Дружеството е представило в табличен вид цените на водата за гр. Ямбол, утвърдени от КЕВР, както и цени на закупената електрическа енергия за производството.

Посочва се, че предложената цена за новия ценови период от 142,90 лв/MWh е изчислена с прогнозна индивидуална цена на природния газ за „Белла България“ АД, съгласно решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. – 30,43 лв./MWh.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Белла България“ АД е представило отчетни справки по ЕССО за 2020 г., от които е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност ***загуба*** в размер на 685 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато загубата е 840 хил. лв. Общо за 2020 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита ***печалба*** в размер на 23 573 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 10 087 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в справките от ЕССО, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 31,72%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност намаляват през 2020 г., спрямо 2019 г. с 26,15%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 56% собствен капитал и 44% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,28 лв./MWh;

3. Пренос - 0,61 лв./MWh;

4. Достъп - 2,17 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,59 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	2 553	2 580	2 631	3 099	2 867	3 001	2 923	2 347	2 900	2 610	2 511	2 430	**32 451**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**30,50**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,46	30,43	30,43	30,43	**26,47**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	10,13	11,35	1,61	16,48	5,25	7,02	20,96	8,71	16,10	7,56	1,83	8,71	**116**
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,38**	**37,71**	**32,00**	**27,40**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18	-2,95	-7,28	-1,57	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,55	31,91	34,07	31,22	**26,94**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Белла България“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 158,25 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 33,18 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 052 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 956 хил. лв., от които условно-постоянни – 712 хил. лв. и променливи – 1 244 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 324 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 882 MWh

28. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-63-1 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 172,33 лв./MWh (без ДДС), като в ценовия модел (Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“) не са посочени прогнозна цена на природния газ и долна работна калоричност, с които са извършени съответните изчисления.

„Димитър Маджаров – 2“ ЕООД не е представило одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. и справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е представило кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на предприятието за месопреработване има инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана електрическа мощност 0,835 MW и топлинна 1,042 MW. Също така има инсталирани парен котел ПКМ-2,5 за производство на пара и като резерв, водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

За новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. дружеството не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична, и излишъкът на електрическа енергия, който е в порядъка на 10-15% от брутното производство на електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление.

Дружеството планира увеличение на променливите разходи спрямо отчетния период, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и електрическа енергия за нуждите на предприятието.

На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2020 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането

Образуване на цената

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,56% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,96 лв./MWh;
3. Пренос - 0,6 лв./MWh;
4. Достъп - 1,87 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 42,43 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	1 029	1 080	1 039	1 115	1 065	1 084	1 066	985	1 022	1 022	1 022	1 022	**12 554**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**30,45**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,13	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	29,56	29,56	29,56	**26,24**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	4,09	4,75	0,63	5,93	1,95	2,54	7,65	3,66	5,58	3,50	1,19	4,11	46
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**27,40**
		0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,63	-8,15	-2,44	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,38	33,64	30,78	**26,82**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 132,72 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 162 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 100 хил. лв., от които условно-постоянни – 552 хил. лв. и променливи – 548 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 501 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 500 MWh

29. „Овердрайв“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Със заявлението, дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 347,57 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 669,53 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 190 kcal/knm^3.

„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:

• ***Производствена програма –*** *през новия регулаторен период когенерационната инсталация (2 газови ко-генератора) с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW и топлинна мощност 0,33 MW се предвижда да постигне следните производствени показатели:*

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 450 MWh;

- Електрическа енергия за собствени нужди – 350 MWh;

- Електрическа енергия за продажба – 1 100 MWh;

- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 700 MWh.

Дружеството посочва, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

Инвестиционна и ремонтна програма *– предвиждат се следните ремонтни дейности: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на спирателна и предпазна арматура на вход и изход от когенераторите; подмяна на три пластинчати топлообенника преди колектора; подмяна на една циркулационна помпа; основен ремонт на абсорбционен чилър и настройка за работа и частичен ремонт на тръбното трасе до охладителите.*

Условно-постоянни разходи *– дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 843 хил. лв. към 31.12.2020 г. са амортизирани до 288 хил. лв. През 2021 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 49 хил. лв.*

Променливи разходи *– около 87% от тях се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Дружеството посочва, че цената на природния газ се утвърждава от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД.*

Възвръщаемост на капитала *– нормата за възвращаемост на собствения капитал е определена на 7%.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Овердрайв“ АД съгласно представения годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 108 хил. лв. при печалба за 2019 г. в размер на 90 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2019 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с

които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 84% собствен капитал и 16% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 85% собствен капитал и 15% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 47 хил. лв. на 21 хил. лв. или със 26 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 84 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 34 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 12 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,37 лв./MWh;

3. Пренос - 0,51 лв./MWh;

4. Достъп - 1,43 лв./MWh;

5. ГРД - 30,45 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 72,76 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	19	21	16	20	24	24	15	0	40	46	29	23	**277**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**31,10**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	34,02	33,59	37,38	39,64	43,13	42,62	41,85	0,00	58,99	40,12	37,27	35,25	**41,63**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,08	0,09	0,01	0,10	0,04	0,06	0,11	0,00	0,22	0,07	-0,08	0,06	1
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,34**
		14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	-30,39	30,35	6,93	-0,44	3,25	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	15,20	28,64	33,19	37,49	32,00	**28,32**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 369,95 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 611 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 596 хил. лв., от които условно-постоянни – 235 хил. лв. и променливи – 361 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 356 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

30. „МБАЛ – Търговище“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило документи на хартиен и електронен носител, съгласно описа към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г., преференциална цена на електрическа енергия – 599,16 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 512,78 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 151 kcal/knm^3.

Дружеството не е представило подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период, но в придружителното писмо се посочва, че съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на ко-генерационния модул, на всеки 1 250 работни часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. За поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията се спазват всички изисквания на производителя. През изминалия период, освен задължителните ремонтни дейности са били извършени множество аварийни ремонти, без влагане на резервни части, като през това време инсталацията е била в престой, което е видно от намалените работни часове. Дружеството счита, че тези проблеми са отстранени към настоящия момент.

Към заявлението е представен предварителен годишен финансов отчет за 2020 г., като е уточнено, че след заверка от одитор, същият ще бъде представен заедно с доклад за дейността на дружеството. Не са представени справки с отчетна информация за 2020 г. по прилагането на ЕССО.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„МБАЛ-Търговище“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***загуба*** в размер на 207 хил. лв. при ***загуба*** 1 225 хил. лв. за 2019 г.

- **Нетните приходи от продажба на продукция са увеличени през 2020 г., спрямо 2019 г. с 6,06%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени през 2020 г., спрямо 2019 г. с 4,66%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства, а в края на 2019 г. е 19% собствен капитал и 81% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са направени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 94 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 68 хил. лв., при постоянно заети 2 лица и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 18 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 8 хил. лв.в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите „пряко свързани с регулираните дейности“ са коригирани от 24 хил.лв. на 9 хил. лв. или с 15 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно т. 1 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,56% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,27 лв./MWh;

3. Пренос - 15,42 лв./MWh;

4. Достъп - 3,80 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 59,49 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	64	59	56	64	67	73	81	79	81	67	67	67	**829**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**30,87**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,09	32,09	32,09	**27,19**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,25	0,26	0,03	0,34	0,12	0,17	0,58	0,29	0,44	0,15	-0,01	0,19	3
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**27,73**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,10	-5,62	0,09	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	32,64	34,90	32,00	**27,45**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 350,65 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 196 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 173 хил. лв., от които условно-постоянни – 82 хил. лв. и променливи – 90 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 575 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

31. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 14.04.2021 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител: модел за образуване на цени (приложения от № 1 до № 9) и документ за платена такса за разглеждане на заявлението. Към заявлението дружеството не е представило други документи съгласно указанията, дадени в Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 96,10 лв./MWh;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 198,86 лв./MWh.

Те са изчислени с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 470,00 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

Дружеството е посочило единствено, че генериращите съоръжения не са били в експлоатация през последната година, тъй като в дружеството протича структурна и административна реформа.

Образуване на цените

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 8,67% на 4,91% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 41,21 лв./MWh;

3. Пренос и достъп – 13,98 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 55,19 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не са извършвани, тъй като дружеството не е работило през предходния регулаторен период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,50 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 92,43 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,44 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 3 527 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 295 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 118 хил. лв. и променливи – 2 177 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 730 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 725 MWh
- Топлинна енергия с гореща вода – 8 865 MWh

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-75-1 от 08.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 213,79 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 480,47 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 234 kcal/knm^3.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството притежава газов когенерационен модул с обща инсталирана електрическа мощност 0,15 MW и топлинна мощност 0,202 MW. Режимът на работа е непрекъснат 24 h. Разходът на природен газ по данни на производителя е 41,5 nm³/h при максимална мощност.

***Цената на природния газ** е 480,47 лв./knm³ (без ДДС) за или 43,56 лв./MWh + 2,133 лв./MWh (пренос и достъп до мрежата) = 45,693 лв./MWh без ДДС (54,83 лв./MWh с ДДС).*

Дружеството е приложило копие на договор с „Овергаз Мрежи“АД и ценова листа от 1 март 2021 г. за клиентите на газовото дружество. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че според заявката за 2021 г. попада в клиенти с равномерно потребление до 4 226 MWh/година.

Съгласно извлечение от инвентарната книга стойността на газов когенерционен модул е 744 792,67 лв. с ДДС, подобрение топлопровод – 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв., общо 779 492,67 лв. Посочва се, че не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Дружеството заявява, че към настоящия момент се извършва ремонт на когенератора с подмяна на двигателя „Liebherr“тип 926 G, който се очаква да приключи до края на м. април 2021 г. Стойността на ремонта възлиза на 68 900 лв. без ДДС (82 680 лв. с ДДС). Към заявлението е приложено копие на договор с „Политех инженеринг“ ООД.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че за базова година следва да се счита 2018 г., тъй като когенераторът е аварирал през м. декември 2018 г. и през отчетните периоди 07.2019 г. - 06.2020 г. и 07.2020 - 06.2021 г. не е работил. След осъществяване на ремонта ще бъде пуснат в редовна експлоатация.

Газовия когенерционен модул ще бъде обслужван от 4 работника, с брутна месечна заплата – 650 лв. или за 1 година общо 31 200 лв. Социалните и здравни осигуровки за сметка на работодателя са в размер на 12 000лв за 1 година.

Материали за текуща поддръжка:

- Смяна на масло на 1 500 h (45 l по 3 пъти годишно = 135 l X 6,00 лв./l = 810,00 лв. (без ДДС);

- Разход на масло по 0,02 l/моточас – 175 l x 6,00 лв. = 1 050,00 лв.;

- Подмяна на свещи, ремъци, филтри и др. – 3 000,00 лв. годишно.

Общо материали за текуща поддръжка – 5 000 лв./год. без ДДС.

***Външни услуги, данъци такси и др., разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – общо 39 000 лв. за 1 година, без ДДС.*

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

Съгласно представените справки по ЕССО за 2020 г. е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност ***загуба*** в размер на 22 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато загубата е 89 хил. лв. Общо за 2020 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита ***печалба*** в размер на 5 805 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за 2019 г. в размер на 2 372 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че дружеството не е в състояние да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен капитал, както и че не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. показва, че е изцяло с привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 31 хил. лв. на 23 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 12 хил. лв. на 5 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 8,85% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 39,95 лв./MWh;

3. Пренос и достъп - 15,09 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 55,04 лв./MWh.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,150 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 204,68 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 390 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 387 хил. лв., от които условно-постоянни – 148 хил. лв. и променливи – 239 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 59 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh.

<u>33. „Коген Загоре“ ЕООД</u>

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара, считано от 01.07.2021 г. в размер на 261,15 лв./MWh, без ДДС. Към заявлението са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението, като не е представено следното: одитиран годишен финансов отчет за 2020 г., отчетни справки за 2020 г. по прилагането на ЕССО, договори за доставка на природен газ, договори за покупко-продажба на електрическа енергия за прогнозния период, както и други разходо-оправдателни документи.

Предложената за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 364,00 лв./knm^3 и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Коген Загоре“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Дружеството притежава лицензия за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез централа с инсталирана електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента в експлоатация е промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ata (1,3 MPa). Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД, която работи при едносменен режим 5 дни в седмицата, което определя времето на работата на промишления парен котел, натоварването му и количеството на топлинната енергия за продажба.

***Производствената програма** е подчинена на производствените и отоплителните нужди на консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД. Производствената програма на котелната инсталация за прогнозния период, е както следва:*

- Производство на топлинна енергия (суха наситена пара) – 151 MWh;

- Пара за собствени нужди – 1 MWh;

- Топлинна енергия за продажба – 150 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2021 г. - 2022 г.

През посочения период дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Ремонтната програма включва текущ ремонт и поддържане на съоръженията и агрегатите в котелната инсталация. Текущото поддържане ще се извършва от собствен ремонтен персонал. Специфични ремонтни работи ще се извършват от наети контрактори.

***Условно-постоянни разходи** (УПР)*

Дълготрайните материални активи на котелната инсталация са записани в общата книга на активите на „Коген Загоре“ ЕООД. В частта за котелната инсталация са отнесени котелът и спомагателното оборудване, както и минимална припадаща се част от газовата, ВиК и електро-структура на площадката.

Отчетените разходи за амортизация за 2020 г. са в размер на 161 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 1 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 1 хил. лв., като са изчислени с годишната амортизационна норма, препоръчана от КЕВР в указанията в Писмото.

Прогнозните УПР за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2020 г. и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 27 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги, отчетени за 2020 г., са в размер на 13 хил. лв. и включват: съобщителни услуги – 5 хил. лв.; данъци и такси – 7 хил. лв. и охрана – 1 хил. лв.;

***Променливите разходи** включват разходите за гориво, които са изчислени с цена на природния газ – 34,62 лв./MWh и при брутен КПД на котела 90%. Съгласно изискванията на завода-производител, през 2019 г. и 2020 г. дружеството периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 4 h всяка когенерационна инсталация с цел предотвратяване получаването на деформации (провисване и др.) вследствие продължителен престой на съоръженията.*

***Нормата на възвръщаемост на капитала** е **3,33%** към 31.12.2020 г., съгласно Справка № 3 и е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%.*

Посочва се, че за котелната инсталация не са сключени договори за кредити.

Образуване на цената

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,33% на 4,12% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,40 лв./MWh;
3. Пренос - 0,64 лв./MWh;
4. Достъп - 5,81 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 46,85 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	29	38	84	60	48	73	744	895	30	20	50	30	**2 102**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,99**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	30,39	30,39	30,39	30,39	**28,18**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,12	0,17	0,05	0,32	0,09	0,17	5,34	3,32	0,16	0,06	0,04	0,11	10
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**28,37**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,75	-2,80	-7,32	-1,61	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	19,10	18,67	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	31,79	34,05	31,20	**28,26**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 5,868 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Коген Загоре“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 215,43 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 32хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 27 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 хил. лв. и променливи – 10 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 119 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,12%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 151 MWh

34. „Оранжерии Петров дол“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-2 от 01.04.2021 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2021 г. преференциална цена на електрическа енергия – 154,81 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 328,89 лв./knm^3 и при долна работна калоричност 8 176 kcal/knm^3.

„Оранжерии Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма *– чрез работата на когенераторен модул с инсталирана електрическа мощност 2,00 MW и топлинна мощност 1,977 MW дружеството снабдява с топлинна енергия оранжериен комплекс в землището на с. Петров дол, община Провадия, обл. Варна.*

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенераторната инсталация да работи с натовареност от м. септември до м. май от ценовия период, с цел подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на оранжерията. Като приложение е представена производствена програма за прогнозния период.

2. Инвестиционна програма *– общата стойност на активите, участващи в РБА за 2021 г., е в размер на 557 хил. лв. (РБА = А - АМ), където А = 1 209 хил. лв. – активи, в т. ч.: 852 хил. лв. за закупуване на инсталация за комбинирано производство и 357 хил. лв. оборотен капитал; Амортизацията за периода на използване е 652 хил. лв..*

3. Амортизационна програма *– при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на РБА е взета прогнозната (остатъчна) стойност на активите на дружеството.*

4. Ремонтна програма *– разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя, съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторния модул. Посочено е, че цената за поддръжка и ремонт за 1 h работа възлиза на 19,7 евро/h.*

5. Променливите разходи *са както следва: цена на природния газ – 328,89 лв./knm^3, разход за електрическа енергия – 61 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 62 хил. лв.;*

6. Условно постоянните разходи *са планирани както следва: разходи за амортизация – 272 хил. лв., разходи за ремонт – 5 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 368 хил. лв., разходи за осигурителни вноски – 63 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 389 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 338 хил. лв., застраховки – 15 хил. лв., данъци и такси – 2 хил. лв. и други – 34 хил. лв.;*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала *– при изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозният период е използвана прогнозната*

капиталова структура на дружеството към 31.12.2020 г. на база погасителните планове, формирана от: договори за финансови кредити с „ПроКредит банк“ ЕАД и собствен капитал. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3, норма на възвръщаемост в размер на 3,29% към 31.12.2020 г.

Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.

„Оранжерии Петров дол“ ООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2020 г. отчита ***печалба*** в размер на 79 хил. лв. при ***загуба*** за предходната година от 165 хил. лв. От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите за 2020 г., е видно, че общите приходи са 2 261 хил. лв., в т. ч. нетни приходи от продажба на продукция е 1 580 хил. лв. (приходи от продажба на земеделска продукция 659 хил. лв. и приходи от продажба на електрическа енергия 921 хил. лв.), други приходи - 252 хил. лв., 34 хил. лв. от увеличение на запасите от незавършено производство и извънредни приходи (корекция на цената на природен газ) 395 хил. лв. Общите разходи за оперативната дейност са 2 133 хил. лв., разходите за лихви и други финансови разходи са 49 хил. лв. или общите разходи са 2 182 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага със свободни оборотни парични средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 272 хил. лв. на 160 хил. лв. или със 112 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 368 хил. лв. на 357 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 63 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,29% на 5,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,72 лв./MWh;

3. Пренос - 0,64 лв./MWh;

4. Достъп - 1,98 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ - 43,34 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q1			Q2			Q3			Q4			
		23,07			30,04			34,10			34,80			30,50
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	0	0	1 181	3 372	3 334	3 435	3 385	3 098	3 520	3 413	2 285	0	**27 023**
Цена на пр. газ , Цпг	лв./MWh	23,07	23,07	23,07	30,04	30,04	30,04	34,10	34,10	34,10	34,80	34,80	34,80	**32,24**
Цена на пр. газ , Ц търговец	лв./MWh	0,00	0,00	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	28,64	28,64	0,00	**27,69**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв.	0,00	0,00	0,72	17,94	6,10	8,04	24,27	11,49	19,22	13,26	3,71	0,00	105
Цена на пр. газ , Цбг	**лв./MWh**	**19,10**	**18,67**	**22,46**	**24,72**	**28,21**	**27,70**	**26,93**	**30,39**	**28,64**	**33,19**	**37,71**	**32,00**	**29,04**
		-19,10	-18,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,55	-9,07	-32,00	
Цена на пр. газ , Цпl	лв./MWh	9,55	9,34	22,46	24,72	28,21	27,70	26,93	30,39	28,64	30,92	33,18	16,00	**28,37**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,14 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,07 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 404 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 379 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 1 513 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 477 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,21%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-33-5 от 31.03.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 8 (отчетни справки за 2020 г. по ЕССО) и т. I.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия –210,02 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 36,22 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 32,57 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):

- цена на въглища – 53,30 лв./t при калоричност 1 860 kcal/kg;
- цена на мазут – 830,00 лв./t при калоричност 10 000 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД изпълнява дейността по лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно.

Производствена програма:

През новия регулаторен период дружеството предвижда повишение в производството на топлинна енергия за удовлетворяване на нуждите на своите клиенти. Съгласно сключен договор с „Хийт Енерджи“ ЕООД се планира и производство на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Производство на топлинна енергия:

Отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период ще е в размер на 324 120 MWh с гореща вода и 262 800 MWh с водна пара. Тъй като клиентите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по пренос.

Производство на електрическа енергия.

Цялото прогнозно количество електрическа енергия за новия ценови период, произведена от енергиен блок, който работи в топлофикационнен режим, е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП).

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блок в топлофикационен режим е 1 314 000 MWh бруто, като в това число 219 000 MWh от ВЕКП съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Процентният дял на електрическата енергия за собствени нужди на

топлофикационния блок е определена на 13,17%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма:

Целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, като забавянето на подмяна на нагревни повърхности ще доведе до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период се предвижда ремонтна програма, отнесена към топлофикационната част на централата, на стойност 3 538 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период в ТЕЦ ще бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване на ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум ще включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 3 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите:

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2020 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията възлиза на 128 553 хил. лв.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

***Оборотен капитал** - За ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. оборотният капитал е в размер на 83 009 хил. лв.*

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 3,93%, а изчислената обща норма на възвръщаемост е 5,52%.

УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Условно постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 2,0%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са изчислени на база линейния метод.

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл.31.1.б.«б» от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на дружеството. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. разходите за амортизации са 9 202 хил. лв.

Разходи за работни заплати и осигуровки

За периода необходимите разходи са 12 697 хил. лв. разходи за заплати и 3 574 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2020 г. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в Р България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвиждането подобрение на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение, като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също

ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансираща електрическа енергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Информацията за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво

За следващия ценови период дружеството планира горивният микс за топлофикационен блок да се състои от въглища, доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели, оптимални за производствения процес и цена 286 лв./tуг, франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 94,80 лв./t.

Приложена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2020 г. (Приложение № 2). Количеството на въглищата за новия ценови период е съобразено с повишеното производство на топлинна енергия.

Гориво за разпалване *– разходите за мазут са изчислени по цена 830 лв./t.*

Разходи за консумативи *- за новия ценови период възлизат на 1 953 хил. лв.*

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Квоти за емисии на парникови газове.

Производственият процес е свързан с изгарянето на въглища, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад за 2020 г., емисионен фактор за въглища от 65,3035 t CO_2/TJ и фактор на окисление от 92,4972% и съответно за мазут 77,40 t CO_2/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество CO_2, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата, е изчислено на 614 754 t CO_2. Безплатни квоти по чл. 10а и чл. 10в от Директивата за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване на квоти CO_2 за прогнозния период са изчислени на база планираните количества въглища и мазут и при цена 45,00 евро/t CO_2.

С писмо с вх. № Е-12-14-1 от 26.04.2021 г. дружеството е представило допълнително справки за микса от горива и емисии CO_2 за предходния и новия ценови период.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2020 г.</u>

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2020 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 721 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 2 223 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2020 г. спрямо 2019 г. с 5,64%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2019 г. спрямо 2018 г. с 16,06%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2020 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и възможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2020 г. е 78% собствен капитал и 22% привлечени средства спрямо края на 2019 г. с дял от 77% собствен капитал и 23% привлечени средства.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 9 202 хил. лв. на 8 402 хил. лв. или с 800 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 697 хил. лв. на 11 543 хил. лв. или с 1 154 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 574 хил. лв. на 3 286 хил. лв., или с 288 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи са коригирани от 3 149 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 3 149 хил. лв., поради липса на корекция с приходите от спечелените съдебни дела по заведените производства и с цел недопускане дублиране на разходи в регулаторната рамка;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 54 104 хил. лв. на 69 787 хил. лв. или с 15 683 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 759 181 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 47 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2020 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

N	Показател	Димерсия	Вид гориво			Общо
			въглища	ВЕИ	мазут	
1	Емисионен фактор	tCO_2/TJ	84,0572	0	77,4	
2	Долна топлина на изгаряне	kcal/kg	1 551,26	3 600,0	9 554	
2	Долна топлина на изгаряне	GJ/t	6,4948	15,0725	40,0	
3	Коефициент на окисление	-	0,925803	1	1	
4	Количество гориво	t	**1 480 000**	**670 000**	**3 600**	
5	Емисии CO_2	t	**748 035,2**	**0,0**	**11 146**	**759 181**

Прогнозни емисии CO_2 – 759 181 t
Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 47 евро/t (91,92 лв./t)
Прогнозни разходи за емисии CO_2: 759 181 t X 91,92 лв./t **= 69 787 хил. лв.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,52% на 4,16% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирано количеството на електрическата енергия от ВЕКП от 219 000 MWh на признатата стойност в цените през изминалия ценови период от 113 880 MWh, при отчетена стойност от 97 309 MWh, поради липсата на достатъчно убедителни доказателства за рязкото увеличение на консумацията на топлинна енергия с гореща вода и водна пара през новия ценови период.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

	20/21	**Общо:**
Количество, Qe	t	**696 961**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/t	**22,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/t	**30,97**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	**6 252**

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 196,13 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,06 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 55,44 лв./MWh
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 51,65 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
- Необходими годишни приходи – 247 070 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 240 987 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 184 хил. лв. и променливи – 204 803 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 146 113 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,16%
- Електрическа енергия – 1 141 000 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 113 880 MWh
  - от невисокоефективно производство – 1 027 120 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh

36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-71-4 от 05.05.2021 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението е представено на хартиен и електронен носител следното:

- прогнозна информация за новия ценови период с приложени справки от № 1 до № 9;
- отчетна информация за 2020 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
- приложение № 2 за средната цена на природния газ за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2021 г.;
- приложение № 3 и № 4 от Писмото;
- справка за продадените количества електрическа енергия за 2019 г. и 2020 г.;
- документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Останалата информация от Писмото на КЕВР не е приложена.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 169,86 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 81,45 лв./MWh;

Дружеството посочва, че изчисленията в справите от ценовия модел са извършени със средна цена на природен газ 400,51 лв./knm^3, (без ДДС и акциз).

С влязло в сила Решение № 498 от 26.02.2020 г., постановено по търговско дело № 3999 от 2019 г. на Софийски апелативен съд, е отменено Решение № 860 от 20.02.2019 г. на Окръжен съд – Благоевград, по търговско дело № 252 от 2016 г., в частта, с която „Топлофикация Петрич“ ЕАД е обявено в несъстоятелност. Съгласно справка в Търговски регистър, към настоящия момент „Топлофикация Петрич“ ЕАД, ЕИК 202637962, не е обявено в несъстоятелност и не е в производство за обявяване в несъстоятелност.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизация са коригирани от 1 730 хил. лв. на 1 478 хил. лв. или с 252 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;
- разходите за ремонт са коригирани от 1 350 хил. лв. на 385 хил. лв. или с 965 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10% и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 95 хил. лв. или със 185 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 100 хил. лв. на 19 хил. лв. или с 81 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 2 795 хил. лв. на 692 хил. лв. или с 2 103 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно т. 1 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,58% на 4,58% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“

2021 - 2022 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 40,70 лв./MWh;

3. Пренос - 0,63 лв./MWh;

4. Достъп - 4,15 лв./MWh

Крайна цена на природен газ - 45,48 лв./MWh.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 205,69 лв./MWh

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,62 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,35 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 17 920 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 17 072 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 669 хил. лв. и променливи – 14 403 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 18 502 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 60 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74 210 MWh

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, предлагаме Комисията:

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите. Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

3. Приетият доклад, датата и часът на откритото заседание да бъдат оповестени на интернет страницата на КЕВР.