



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



Вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г.

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

ДОКЛАД

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

Относно: изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните 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 дружествата от сектор „Топлоенергетика“, по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Със Заповед № З-Е-318 от 07.12.2021 г. на председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е сформирана работна група, която да: анализира изменението между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия и ако това изменение е съществено, да извърши анализ по отношение на изменение на определените с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) премии на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на дружествата от сектор „Топлоенергетика“; анализира изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода и ако това изменение е съществено, да извърши анализ по отношение на изменение на утвърдените с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР цени на топлинната енергия на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, които имат разходи за основно гориво – природен газ; анализира изменението между определените прогнозни разходи за квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо постигнатите и прогнозните такива за оставащия срок от периода и да извърши анализ по отношение на изменение на цените по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР, както и анализира данните и документите по заявления с вх. № Е-14-09-17 от 16.08.2021 г. от „Топлофикация – Русе“ АД, с вх. № Е-12-40-4 от 16.11.2021 г. от „Брикел“ ЕАД; с вх. № Е-14-03-19 от 16.11.2021 г. от „Топлофикация – Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-11 от

30.08.2021 г. от „Топлофикация – Сливен“ ЕАД и с вх. № Е-14-33-13 от 17.11.2021 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД.

В тази връзка е установено следното:

С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., считано от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии за 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 основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР 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).

Според § 1, т. 28 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия“ е производство в един процес на топлинна и електрическа енергия според потребностите от топлинна енергия. В този смисъл при високоефективното комбинирано производство ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и на цената на електрическата енергия са в пряка зависимост. Това определя необходимостта цените на електрическата енергия и на топлинната енергия при високоефективното комбинирано производство да се регулират в общо административно производство, като се формират на базата на единни ценообразуващи елементи, отразени в общ изчислителен модел, разработен и утвърден от КЕВР като приложение към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на

възвръщаемост на капитала“, приети с решение по Протокол № 116 от 26.06.2018 г., т. 1 на Комисията (Указания – НВ/2018).

Съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, КЕВР има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Комисията, на основание чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ, има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Аналогични на разпоредбите на чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от ЗЕ са нормите на чл. 40, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от НРЦЕЕ. Според чл. 31б, ал. 3 от ЗЕ, в тези случаи Комисията може да приеме съкратени процедури и срокове.

Според чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, когато Комисията изменя цена и/или компонента от цена или премия, която води до изменение на утвърдените ценообразуващи елементи на друга цена и/или компонента от цена или премия, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премия.

1. Прогнозна пазарна цена за базов товар:

По смисъла на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ КЕВР определя за целите на ценообразуването ежегодно прогнозна пазарна цена въз основа на която се формира ценообразуващия елемент на цените на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, отразяващ разходите им за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологични разходи. В тази връзка, Комисията определя прогнозната пазарна цена за базов товар въз основа на анализ на форуърдните сделки за съответния период на националната и регионалните борси, както и групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група - производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 3 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, за целите на ценообразуването на цените на производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, утвърдени с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. КЕВР е определила прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на 119,00 лв./MWh, както и прогнозна пазарна цена за същия период за групата: производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 125,07 лв./MWh.

От друга страна, постигнатите към 30.11.2021 г. помесечни цени за базов товар на пазара „Ден напред“ са: м. юли 2021 – 185,55 лв./MWh, м. август – 218,16 лв./MWh, м. септември – 244,45 лв./MWh, м. октомври – 368,50 лв./MWh, м. ноември – 408,32 лв./MWh. Същевременно, като се вземат предвид постигнатите нива на фючърните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, за м. декември, които от началото на месеца се движат около 249,00 €/MWh, се очаква средната цена за базов товар за второто полугодие на 2021 г. да е в размер от около 318,00 лв./MWh. По данните към началото на месец декември 2021 г. фючърите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) са нива от 232,80 €/MWh, а за второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022) от 125,50 €/MWh, т.е. средно за първото полугодие на 2022 г. – 179,15 €/MWh (350,39 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърите за съседните пазари са с около 4-5 €/MWh над тези за българския пазар.

Видно от горните данни, отклонението от определената прогнозна пазарна цена за базов

товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., която е в размер на 119,00 лв./MWh, спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е над 180%. В тази връзка, обаче, следва да бъдат съобразени и обстоятелствата, а именно:

Действително стойностите на фючърните сделки за първото полугодие на 2022 г. имат прогнозен характер и се характеризират с относителна волатилност в зависимост от различни фактори, но предвид отчетените до настоящия момент цени на пазара „Ден напред“, за да се понижи цената за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. под 136,85 лв./MWh (определената прогнозна пазарна цена за целите на ценообразуването по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР, увеличена с 15%), то следва за първото полугодие на 2022 г. цената за базов товар да е отрицателна, което е нереалистично.

Видно от горните данни, прогнозната пазарна цена при отчитане на постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на организиран борсов пазар на електрическа енергия следва да е около 170 евро/MWh, като е нужно да се отчетат и различните допълнителни фактори, които оказват влияние върху нея. Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на въглеродните емисии, е рекордно високата цена на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. От началото на м. ноември 2021 г. пазарът на електрическа енергия се характеризира с изключителна волатилност, като за този едномесечен период изменението на фючърсите е с над 20,00 евро/MWh. При такава рязка динамика не може да се прогнозира доколко устойчива е тенденцията от последния месец. Освен това, цената ще се прилага през относително дълъг период – 6 месеца, поради което същата не следва механично да отразява всяко колебание, още повече, че в много случаи моментните стойности на фючърсите отразяват факти и обстоятелства със спорадичен и случаен характер. Следва да се отбележи и обстоятелството, че прогнозната пазарна цена на практика основно се прилага за производители, чието производство също има непостоянен характер и може да се повлияе от непредвидими фактори, поради което при прогнозирането следва да се подхожда изключително консервативно. В тази връзка, при настоящото определяне на прогнозната пазарна цена следва да се вземат предвид и стойностите на фючърните сделки към началото на м. ноември 2021 г., като прогнозата се редуцира с около 20,00 €/MWh до 150,00 €/MWh.

При отчитане на горните факти и аргументи, прогнозната пазарна цена за базов товар следва да бъде в размер на 293,37 лв./MWh.

На основание чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ във връзка с ценообразуването по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. Комисията е определила групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

Предвид горното, при определената към настоящия момент прогнозна пазарна цена за

базов товар в размер на 293,37 лв./MWh, прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия следва да бъде в размер на 308,34 лв./MWh.

С оглед изложеното, разликата между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на 119,00 лв./MWh спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар в размер на 293,37 лв./MWh е 40,56%, в същия размер е и тази разлика по отношение на прогнозната пазарна цена за независимия преносен оператор и за операторите на електроразпределителни мрежи.

Посочената разлика обоснова наличие на съществено изменение на прогнозната пазарна цена за базов товар по смисъла на § 1, т. 16а от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ, според която разпоредба съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

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.

2. Прогнозни разходи за квоти за въглеродни емисии:

За целите на ценообразуването по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за регулаторния период, са определени като реално необходимите количества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са умножени по икономически обосноващата цена на емисиите от 51 евро/t. Включената в цените за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 51 евро/t CO₂, е действащата спот цена към 17.06.2021 г. на Европейската енергийна борса.

В тази връзка е направен следният анализ на отчетените цени на емисии до м. ноември 2021 г. и допускане за прогнозните цени до края на ценовия период - 30.06.2022 г.

Помесечна цена на CO ₂ квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., евро/t CO ₂											
07.2021	08.2021	09.2021	10.2021	11.2021	12.2021	01.2022	02.2022	03.2022	04.2022	05.2022	06.2022
59,39	59,39	59,39	59,39	59,39	77,60	77,60	77,60	77,60	77,60	77,60	77,60

Изчислена е средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на 70 евро/t CO₂.

В резултат на гореизложеното е видно, че средната цена на CO₂ квоти, необходима за покриване на реалните разходи на дружествата, е с 37,25% по-висока от средната цена на CO₂ квоти, включена в цените за периода от 01.07.2021 г.

Следователно, изменението на цената, по която са остойностени прогнозните разходи за квоти за въглеродни емисии за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е в размер на 37,25%. Такова изменение може да се приеме за съществено, предвид дефинициите по смисъла на § 1, т. 16а и т. 16б от ДР на НРЦЕЕ, които независимо, че се отнасят до други ценообразуващи елементи, могат да се приложат по аналогия.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на цените и премиите по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 2 от ЗЕ. В този случай, КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на цените влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ.

3. Изменение на цената на природния газ:

Съгласно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени преференциалните цени, съответно премиите, за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. По смисъла на § 1, т. 16б от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

В допълнение, съгласно разпоредбата на чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ), Комисията има право при необходимост по време на регулаторния/ценовия период, но не по-често от веднъж на 6 месеца, да измени цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти, както и цените, по които топлопреносните предприятия продават топлинна енергия на клиентите, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. По смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ, съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

На основание чл. 44а, ал. 1 от НРЦЕЕ, съответно чл. 27а от НРЦТЕ, производство за изменение на цените по чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ и по чл. чл. 22, ал. 1 от НРЦТЕ се открива по инициатива на Комисията. На закрито заседание Комисията приема решение за откриване на производство, доклад и проект на решение и насрочва дата и час за провеждане на открито заседание и обществено обсъждане – чл. 44а, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 27а, ал. 2 от НРЦТЕ. Откритото заседание и общественото обсъждане се провеждат на една и съща дата в срок до 5 дни от закритото заседание - чл. 44а, ал. 3 от НРЦЕЕ и чл. 27а, ал. 3 от НРЦТЕ. След изтичане на срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ Комисията провежда закрито заседание, на което приема решение.

С оглед горното и поради това, че обстоятелствата относно измененията на цената на природния газ са служебно известни на Комисията, а разходите за природен газ са с най-голям дял в състава на утвърдените необходими приходи на дружествата в сектор „Топлоенергетика“, които работят с основно гориво природен газ, е извършен анализ на изменението между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода резултатите, от който са, както следва:

Прогнозните цени на природния газ по тримесечия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., които са включени при определянето на индивидуалните цени на енергия по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР, са както следва:

	Мярка	Трето тримесечие 2021 г.	Четвърто тримесечие 2021 г.	Първо тримесечие 2022 г.	Второ тримесечие 2022 г.	Регулаторен период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	46,00	48,27	48,80	39,95	45,76

Утвърдените цени на природния газ за периода 01.07.2021 г. – 31.12.2021 г. са, както

следва:

Утвърдени цени на природния газ за периода 01.07.2021 г. - 01.12.2021 г.						
	01.07.2021	01.08.2021	01.09.2021	01.10.2021	01.11.2021	01.12.2021
лв./MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33
лв./kpm ³	525,47	607,68	733,42	999,19	983,06	1 078,56
коэффициент на преобразуване, kWh/m ³ .	10,522	10,550	10,568	10,569	10,549	10,540

Средната утвърдена цена за третото тримесечие на 2021 г. е 58,98 лв./MWh, а за четвъртото тримесечие е 96,69 лв./MWh.

За третото тримесечие на 2021 г. средната цена на „Булгаргаз“ ЕАД е с 28,22% по-висока от включената средна цена за същото тримесечие в цените по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

За четвъртото тримесечие на 2021 г. средната цена на „Булгаргаз“ ЕАД е със 100,31% по-висока от включената средна цена за същото тримесечие в цените по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

В резултат на извършен анализ цените на природния газ за първото и второто тримесечия на 2022 г. са определени при отчитане на тенденциите в движението на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX), и техните стойности са съответно 112 лв./MWh и 70,00 лв./MWh.

Утвърдените цени на природния газ за първото шестмесечие за ценовия период и прогнозните цени за първото шестмесечие на 2022 г., които са включени при определянето на индивидуалните цени на енергия на дружествата от 01.01.2022 г., са както следва:

	Мярка	Постигната цена за Трето тримесечие 2021 г.	Постигната цена за Четвърто тримесечие 2021 г.	Прогнозна цена за Първо тримесечие 2022 г.	Прогнозна цена за Второ тримесечие 2022 г.	Регулаторен период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.
Цени на природния газ	лв./MWh	58,98	96,69	112,00	70,00	84,42

В резултат на гореизложеното е видно, че разликата между определената цена на природния газ за регулаторния период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода е 84,48%, което обуславя наличието на съществено изменение по смисъла на § 1, т. 20 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и § 1, т. 166 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ.

Същественото изменение на цените на природния газ следва да намери отражение в цените на топлинната енергия, в цените на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и в премиите.

Предвид горното, е обосновано да бъде открита процедура за изменение на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, по Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при условията на и на основание чл. 22, ал. 1 от НРЦТЕ, съответно чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ.

4. Изменение на цените на основни горива, различни от природния газ:

Според чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ, при регулиране на цените чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ по време на регулаторния/ценовия период цените могат да бъдат

изменяни при наличие на обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. Това производство може да бъде иницирано от енергийните предприятия чрез подаване на заявления за изменение на утвърдените цени, към които се прилага необходимата информация за доказване на твърдените обстоятелствата.

Разпоредбата на чл. 22, ал. 3 от НРЦТЕ предвижда възможност извън случаите по чл. 22, ал. 1 от тази наредба, при регулиране на цените чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ по време на регулаторния/ценовия период цените да могат да бъдат изменяни при наличие на обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В този случай производството се иницира от енергийните предприятия, чрез подаване на заявления за изменение на утвърдените цени, към които се прилага необходимата информация за доказване на твърдените обстоятелства (чл. 27, ал. 1 и ал. 2 от НРЦТЕ).

Основателността на изменение на цените на топлинната и електрическата енергия, произведена от централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е обусловена от наличието на следните предпоставки: да е налице обстоятелство, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените с Решение № Ц-26 от 01.07.2017 г. на КЕВР и това обстоятелство да води до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. Настъпилото непредвидено обстоятелство следва да води до съществено изменение на финансовото състояние на енергийното предприятие. В тази връзка, следва да се извърши икономически анализ на отражението на промяната на цената върху разходите на дружествата за топлинна и електрическа енергия, която ще бъде произведена до края на ценовия период.

Във връзка с горното, са подадени заявления, както следва:

„Брикел“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-12-40-4 от 16.11.2021 г. за изменение на действащите цени на електрическата и топлинната енергия, към което е приложило: обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи; ценови модел за периода 01.07.2021-30.06.2022 г. (справки от № 1 до № 9); Приложение № 2 - цени на горивата за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.; Комплексно разрешително № 40-Н2/2021 г., издадено с Решение от изпълнителния директор на ИАОС за експлоатация на следните инсталации и съоръжения: Горивна инсталация за производство на топлинна енергия с номинална топлинна мощност 510 MWth - (т. 1.1 от Приложение 4 към ЗООС); копие на договор за доставка на горива между „Брикел“ ЕАД и „Траш енерджи“ ЕООД от 22.10.2021 г.; копие на фактура №3000002315/23.10.2021 г. за доставка на леко котелно гориво; справка за процентното увеличение на цената на балансираща електрическа енергия през м. септември 2021 г. спрямо 2020 г.; копие на фактури №0000032650/30.09.2021 г. и №0000000625/30.09.2021 г. за балансираща електрическа енергия и приложение към тях; справка за борсова цена на въглеродни емисии за ден 10.11.2021 г. и документ за платена такса.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 318,67 лв./MWh;

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88,11 лв./MWh.

„Брикел“ ЕАД е подало заявление за изменение на утвърдени цени по време на регулаторния период на основание чл. 44, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 27, ал. 1 от НРЦТЕ, като твърди наличие на обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В тази връзка дружеството е изложило следните аргументи:

След подаването на заявление с вх. № Е-14-31-5/31.03.2021 г. на „Брикел“ ЕАД за

определяне на цени на топлинна и електрическа енергия по време на ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. са настъпили обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и е довело до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В тази връзка дружеството посочва, че са настъпили промени в използваното основно гориво. На 05.10.2021 г. е издадено ново Комплексно разрешително № 40-Н2/2021г. от ИАОС за експлоатация на горивна инсталация за производство на топлинна енергия с номинална топлинна мощност 510 MW_{th}, на „Брикел“ ЕАД, гр. Гълъбово. Промяната в него касае производствената дейност на „Брикел“ ЕАД чрез допускане на съвместно изгаряне с основното гориво (въглища) на биомаса и нефтошисти. Дружеството счита, че тази промяна безспорно ще има положителен ефект върху екологичната обстановка в района на гр. Гълъбово, което осигурява здравето на гражданите и защита на особено важен обществен интерес по смисъла на чл. 60, ал. 1 от Административно-процесуалния кодекс. В тази връзка, дружеството е сключило договор от 22.10.2021 г. с фирма „Траш енерджи“ ЕООД за доставка на нефтошисти. В Приложение № 2 за формиране на средна цена на горивен микс от твърди горива е отразена промяната в цените на микса. Цената на биомасата възлиза на 58 лв./т_{нг} е формирана като към основната цена на стоката от 48 лв./т.н.г. са добавени транспортни и разходи за обработка в размер на 10 лв./т_{нг}. С цел подобряване на екологичната обстановка в района през периода 01.07.2021 - 30.06.2022 г., разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт обогатено енергийно гориво (ОЕГ), необходим за работата на ТЕЦ са завишени поради извършването на по-дълбоко подсушаване и съответно по-добро обогатяване на продукта. Дружеството посочва, че е налице преплитане на енергийни потоци, което води до преизчисляване стойностите на различните продукти произведени в дружеството при промяна на базата на дори един от тях. 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 148,94 лв./т, приравнена към калоричност 2492 ккал/кг.

На следващо място, „Брикел“ ЕАД твърди, че е налице увеличение на цената на гориво за разпалване мазут. Разходите за мазут за новия регулаторен период са запазени на нивото на 2020 г. и одобрената от КЕВР цена е в размер на 679,06 лв./т. Само за първите три месеца на 2021 г. цените на суровия петрол продължават да се повишават и оскъпяват горивата, като за месец октомври 2021 г. дружеството закупува горивото за разпалване на цена от 1 024 лв./т, което е увеличение със 151,46% спрямо прогнозната цена за ценовия период. Приложено е копие на фактура №3000002315/ 23.10.2021 г. за доставка на леко котелно гориво.

Дружеството посочва също, че е налице увеличение на цената на квоти за емисии парникови газове.

С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, като реално необходимите количества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. се умножат по икономически обосноващата цена на емисиите от 51 евро/т. Разликата между прогнозната цена на въглеродни емисии от 51 евро/т и настоящата цена на въглеродни емисии от 61,23 евро/т (към 10.11.2021 г.) води до допълнителни разходи за дружеството в размер на 6 880 хил. лв., които няма откъде да бъдат компенсирани. Предвид динамиката на борсовите цени дружеството предлага Комисията да преизчисли икономически обосноващата цена на емисиите на 59 евро/т, каквато цена е заложена в предложени ценови модел за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.

„Брикел“ ЕАД твърди за наличие на увеличение на разходи за закупуване на електрическа енергия. Разходите за закупена енергия и балансиране, включващи закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно хранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар, които неминуемо са част от променливите производствени разходи на дружеството, в началото на ценовия период бележат значителен ръст, вследствие на рязкото увеличение на борсовите цени на платформите на БНЕБ. С Решение № Ц-26 от

01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила количества за новия ценови период, съответстващи на увеличената производствена програма, но цените са запазени на база постигнатите резултати за 2020 г. Към настоящото заявление дружеството прилага справка за процентното увеличение на цената на балансираща електрическа енергия през м.септември 2021 г. спрямо 2020 г, от която е видно, че е отчетено завишение на средната цена е в размер на 206%. Дружеството е заложило само отчетеното до тук увеличение на цените, като не е взело предвид предстоящите промени на балансиращия пазар, предвидени в проекта за изменение на Правилата за търговия с електрическа енергия.

Според „Брикел“ ЕАД е налице ръст на инфлацията. Дружеството предлага Комисията да вземе предвид, че през септември инфлацията в България, натрупана от началото на годината е 3,5%, а спрямо същия месец на миналата година е 4,8%. Това е най-високото ниво на инфлацията на годишна база от м. септември 2012 г. насам, по данни на Националния статистически институт (НСИ). Дружеството отбелязва, че тези данни се различават от прогнозите на Министерство на финансите и БНБ, които очакват 3,5 – 3,7% инфлация в края на годината. Според дружеството основна причина за ускоряването на инфлацията са новите цени на горивата.

В допълнение, с писмо с вх. № Е-12-40-4 от 12.12.2021 г. „Брикел“ ЕАД е представило писмо № РД-17-476/29.11.2021 г. от Изпълнителния директор на „Мини Марица изток“ ЕАД („ММИ“ ЕАД), с което е уведомено, че на 08.11.2021 г. добивното дружество е поискало от Министъра на енергетиката да бъде одобрено увеличение на цената на добиваните от „ММИ“ ЕАД въглища. В тази връзка дружеството предлага при разглеждане на заявлението за изменение на действащата цена на електрическа и топлинна енергия на „Брикел“ ЕАД за периода 01.07.2021-30.06.2022 г., КЕВР да вземе под внимание исканото от „ММИ“ ЕАД увеличение на цената на доставените от тях въглища с 24% от 77 лв./t_{тг} на 95,56 лв./t_{тг}.

ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-14-33-13 от 17.11.2021 г. за изменение на действащите цени на електрическата и топлинната енергия, към което е приложило: обосновка на ценообразуващи елементи; ценови модел за периода 01.07.2021-30.06.2022 г.; документ за платена такса за разглеждане на заявлението; оборотна счетоводна ведомост, протоколи и фактури за доставки на въглища и биомаса през м. октомври; оборотна ведомост, фактури и копия на документи съпътстващи доставките на мазут; извадка от борсовия пазар за емисии/ЕЕХ/.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 290,32 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 38,70 лв./MWh.
3. Цена за топлинна енергия с топлоносител пара – 35,67 лв./MWh.

ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД е подало заявление за изменение на утвърдени цени по време на регулаторния период на основание чл. 44, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 27, ал. 1 от НРЦТЕ, като твърди наличие на обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В тази връзка дружеството е изложило следните аргументи:

Дружеството посочва, че след подаването на заявление с вх. № Е-14-33-5/31.03.2021 г. за определяне на цени на топлинна и електрическа енергия по време на ценовия период 01.07.2021-30.06.2022 г. са настъпили обстоятелства, водещи до увеличение на цените на енергоносителите, чието изменение не е могло да бъде предвидено към момента на утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД. В тази връзка посочва следните обстоятелствата:

Промяна в цената на основното гориво – въглища и биомаса:

От месец септември 2021 г. ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД има сключен договор с „ДЕКАРТ КОРПОРЕЙШЪН“ ЕООД за покупко-продажба на въглища на цени от 68,92 лв./t, в която връзка са приложени оборотна счетоводна ведомост, протоколи и фактура за доставките през м. октомври. Доставките на биомаса през отчетния период бележат ръст в единичната цена и от 95 лв./t са достигнали до 139,20 лв./t, видно от приложената фактура и счетоводна справка. ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД посочва, че тенденцията на изменението в цените на въглищата и биогоривото ще доведе до влошаване на финансовото състояние на дружеството поради увеличение на променливите разходи.

Промяна в цената и количеството на разпалващото гориво мазут: Разходите за течно гориво, използвано за разпалване и стабилизация на горивния процес са се увеличили значително. Прогнозната цена в модела от 830 лв./t е достигнала нива от 1020 лв./t, видно от последните доставки. В тази връзка дружеството е приложило оборотна ведомост, фактури и копия на документи съпътстващи доставките на мазут. От приложената оборотна ведомост за м. октомври 2021 г. за течното гориво се вижда, че изразходваното до момента количество мазут е 5 773 t, което надвишава двойно заложеното по модела от м. март. Дружеството очаква в рамките на регулаторния период разхода на мазут да достигне 7 000 t.

Промяна в цената на квотите за парникови газове: С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, да се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. се умножат по икономически обосновааната цена на емисиите от 51 евро/t. Според дружеството, разликата между прогнозната цена на въглеродни емисии от 51 евро/t и настоящата цена 65,93 евро/t (15.11.2021 г.) води до допълнителни разходи, които няма откъде да бъдат компенсирани. Дружеството е приложило извадка от борсовия пазар за емисии /www.EEX.com/. Тази цена е заложена в предложението от дружеството ценови модел за периода 01.07.2021 - 30.06.2022 г.

Промяна в разходите за закупуване на електрическа енергия:

Разходите за закупена енергия и балансиране, включващи 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, които неминуемо са част от променливите производствени разходи на дружеството, бележат значителен ръст още в началото на ценовия период вследствие на рязкото увеличение на борсовите цени на платформите на БНЕБ. Дружеството счита, че незакупуването на тази енергия би увеличило разходите за суровини необходими за посочените производствени параметри.

С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила количества за новия ценови период съответстващи на увеличената производствена програма, но цените са запазени на база постигнатите резултати за 2020 г. В настоящото заявление дружеството е отразило ръст от 30% (12 531 хил. лв.) увеличение на тези разходи спрямо базата от 2020 г., въпреки многократния размер на увеличението. В настоящото заявление дружеството е заложило само отчетеното дотук увеличение на цените, като не е взело предвид предстоящите промени на балансиращия пазар заложили в проекта за изменение на Правилата за търговия с електрическа енергия.

Промяна в разходите за заплати и възнаграждения и социални осигуровки и разходи: Направена е корекция в разходите за заплати и възнаграждения в размер на 15 005 хил. лв. с 30% нагоре, както и свързаните с това осигурителни вноски и социални разходи. Дружеството счита, че трябва да бъде отразено увеличението в минималната работна заплата през 2021 г. Средната месечна брутна работна заплата в дружеството е 1 341 лв., която е по-ниска от средната месечна заплата за сектора „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия“ според НСИ за 2020 г. – 2 148 лв., което е изоставане с над 30%.

„Топлофикация – Перник“ АД е подало заявление с вх. № Е-14-03-19 от 16.11.2021 г.

за изменение на действащите цени на електрическата и топлинната енергия, към което е приложило: обосновка към заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия за ценовия период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г.; отчетна информация за 2020 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9; отчетна информация за ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9; информация за ценовия период 01.07.2021 г. - 30.06.2022 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9; Допълнително споразумение № 9 към Договор № 102/2014 за покупко - продажба на договорени количества кафяви каменни въглища; Допълнително споразумение № 9 към Договор № 99/12.12.2013 г. за доставка срещу заплащане на брикети от енергийни лигнитни въглища; справка за процентно увеличение на цената на балансиращата електрическа енергия за м. септември 2021 г. и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 327,52 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 143,43 лв./MWh;
3. Цена за топлинна енергия с топлоносител пара – 57,03 лв./MWh.

„Топлофикация – Перник“ АД е подало заявление за изменение на утвърдени цени по време на регулаторния период на основание чл. 44, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 27, ал. 1 от НРЦТЕ, като твърди наличие на обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В тази връзка дружеството е изложило следните аргументи:

След подаването на заявление № Е-14-03-6/31.03.2021 г. на „Топлофикация Перник“ АД за определяне на цени на топлинна и електрическа енергия по време на ценовия период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. са настъпили обстоятелства, които не са могли да бъдат предвидени при утвърждаването на цените и водят до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO₂ квоти, разходи за балансиране, консумативи. Основният разход е разходът за доставени горива за производство и разходи за закупени CO₂ квоти. „Топлофикация Перник“ АД има сключени договори с „Хийт Енерджи“ ЕООД за покупко-продажба на въглища и договор за доставка на брикети от енергийни лигнитни въглища. С допълнителни споразумения, в сила от 01.09.2021 г., цената посочена в основния договор се променя, съответно: кафяви каменни въглища – 250,00 лв./двеста и петдесет лева/ и брикети от енергийни лигнитни въглища - 265,00 лв./двеста шестдесет и пет лева/. Дружеството е приложило копия от допълнителните споразумения. Дружеството счита, че коригирането на цената на въглищата ще доведе до влошаване на финансовото състояние, с всички негативни последици от това - повишена аварийност на топлоизточника, смущения в качеството на подаваната гореща вода.

Увеличение на цената на горива за разпалване: Разходите за гориво природен газ, което се използва за разпалване и стабилизация в процеса на производство са се увеличили многократно след решение на КЕВР.

Разходите за закупена енергия и балансиране, включващи 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, които неминуемо са част от променливите производствени разходи на дружеството, бележат значителен ръст още в началото на ценовия период, вследствие на рязкото увеличение на борсовите цени на платформите на БНЕБ. С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

КЕВР е утвърдила количества за новия ценови период, съответстващи на увеличената производствена програма, но цените са запазени на база постигнатите резултати за 2020 г. Към настоящото заявление дружеството прилага справка за процентното увеличение на цената на балансираща електрическа енергия през м.септември 2021 г. спрямо 2020 г., от която е видно, че е отчетено завишение на средната цена в размер на 206%. В настоящото заявление дружеството е заложило само отчетеното до тук увеличение на цените, като не е взело предвид предстоящите промени на балансиращия пазар заложили в проекта за изменение на Правилата за търговия с електрическа енергия.

Увеличение на цената на квоти за емисии парникови газове: С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, да 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 51 евро/t. Разликата между прогнозната цена на въглеродни емисии от 51 евро/t и настоящата цена на въглеродни емисии от 61,23 евро/t (10.11.2021 г.) води до допълнителни разходи за дружеството в размер на 6 880 хил. лв., които няма от къде да бъдат компенсирани. Предвид динамиката на борсовите цени дружеството предлага Комисията да преизчисли икономически обоснованата цена на емисиите на 59 евро/t., каквато цена е заложило в предложението ценови модел за периода 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. (справки от №1 до №9).

Ръст на инфлацията: Дружеството предлага Комисията да вземе предвид, че през септември 2021 г. инфлацията в България, натрупана от началото на годината е 3,5%, а спрямо същия месец на миналата година е 4,8%. Това е най-високото ниво на инфлацията на годишна база от септември 2012 г. насам, по данни на НСИ. Дружеството отбелязва, че тези данни се различават от прогнозите на Министерство на финансите и БНБ, които очакват 3,5 – 3,7% инфлация в края на годината. Според дружеството основна причина за ускоряването на инфлацията са новите цени на горивата.

„Топлофикация Русе“ АД е подало заявление с вх. № Е-14-09-17 от 16.08.2021 г. за изменение на действащата цена на електрическата енергия, към което е приложило: обосновка към заявлението за изменение на действащата цена на електрическата енергия; отчетна и прогнозна информация, съгласно справки от № 1 до № 9; копие на писмо уведомление от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД до „Топлофикация Русе“ АД с изх. №002/10.08.2021 г.; копие от Анекс към договор за доставка на въглища от 10.08.2021 г. и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване цена, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 330,31 лв./MWh.

„Топлофикация - Русе“ АД посочва, че предложението за изменение на преференциалната цена на електрическата енергия е в съответствие с чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ и е във връзка с настъпила значителна промяна в цената на основното гориво - въглища, дължаща се на увеличението на цената им от доставчик в доларово изражение - от 156,5 щ.д/т на 193 щ.д/т, включваща и разходите за транспортни и товаро-разтоварни дейности до Пристанище Русе. Цената на въглищата е формирана по следния начин: $193,00 \text{ \$/t} * 1,6661 \text{ лв./USD} + 6,63 \text{ лв./t} = 328,19 \text{ лв./t}$, където: 1,6661 лв./USD - курс към 12.08.2021 г. и 6,63 лв./t - 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.

Дружеството предлага КЕВР да се съобрази с гореописаните обстоятелства и на основание чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ и чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ да измени утвърдените цени на електрическата енергия на „Топлофикация – Русе“ АД, в съответствие с промяната на ценообразувания елемент - увеличение на цената на основното гориво, ползвано в централата.

С цел продажба на топлинна енергия по социално поносими цени, дружеството предлага

цените на топлинната енергия да не надхвърлят утвърдените цени за настоящия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-09-17 от 15.11.2021 г. „Топлофикация – Русе“ АД отново е предложило изменение на преференциалната цена на електрическата енергия в съответствие с чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ, във връзка с настъпила значителна промяна в цените на горивата за производство. За основното гориво - въглища, увеличението на цената им от доставчик в доларово изражение е от 156,5 щ.д/т на 193 щ.д/т за месец октомври 2021 г. и нова цена от месец ноември 2021 г. - 205 USD/t, включваща и разходите за транспортни и товароразтоварни дейности до Пристанище Русе. Цената на въглищата се формира по следния начин: 205,00 \$/t * 1,69219 лв./USD + 6,63 лв./t = 353,53 лв./t, където 1,69219 лв./USD - курс към 10.11.2021 г. и 6,63 лв./t - 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.

Друго обстоятелство е тенденцията за увеличаване на цените на емисиите CO₂, която е продължила и след влизане в сила на Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР, където утвърдената цена е 51 евро/t CO₂. В момента на Европейска енергийна борса /EEX/ цените на CO₂ са в размер на 59 евро/t CO₂. С Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. КЕВР утвърди преференциална цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ АД в размер на 264,05 лв./MWh.

След прилагането на новите цени на горивата и цена на въглеродните емисии 59 евро/t CO₂ в модела за ценообразуване (Справка № 4) новата преференциална цена на електрическата енергия, която дружеството предлага за определяне от Комисията е 366,38 лв./MWh, без ДДС.

„Топлофикация - Сливен“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-14-07-11 от 30.08.2021 г. за изменение на действащите цени на електрическата и топлинната енергия, към което е приложило: обосновка към заявлението за изменение на действащите цени на електрическата и топлинната енергия; отчетна и прогнозна информация, съгласно справки от № 1 до № 9; съобщение от „Топлофикация Сливен“ ЕАД от 20.08.2021 г.; копие от договор за доставка на каменни въглища от 17.08.2021 г. и спецификация към него и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 226,24 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85,39 лв./MWh.
3. Цена за топлинна енергия с топлоносител пара – 81,82 лв./MWh.

Дружеството счита, че са налице обстоятелства по чл. 22, ал. 3 от НРЦТЕ, които не е могло да бъдат предвидени при утвърждаването на цените и водят до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД. Дружеството посочва, че настоящето предложение за изменение на цените е поради настъпили съществени изменения в разходите на дружеството от наложила се промяна на въглищния микс. През месец август 2021 г. основният доставчик на гориво е уведомил дружеството, че считано от 01.09.2021 г. ще бъдат намалени доставките на ОЕГ и е предложил необходимото количество да го замени с черни въглища чрез внос. За предотвратяване на опасността дружеството да преустанови работа при спиране на доставките на горива с всички произтичащи от това последствия, а именно, невъзможност за изпълнение на законови задължения, ограничаване и спиране топлоподаването към града за население, детски градини, ясли, училища, болнични заведения и други, считано от 01.09.2021 г., „Топлофикация - Сливен“ ЕАД е увеличило доставката на въглища от внос. Очерталата се тенденция на непрекъснато повишаващи се цени на горива на международните борси, допълнително е довела до повишаване на разходите за гориво. Считано от 01.09.2021 г., цената на въглищния микс се е повишила на 181.35 лв./t. Същата е формирана като средно претеглена от цените и количествата на

предвидените за изгаряне въглища при актуализирани цена и количества черни въглища, включително и заместващите ОЕГ. Доставната цена от 249.05 лв./t на вносните въглища до склада на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД е формирана от: 133 USD/t цена на въглища при курс на долара 1,662 лв. (фиксинг на БНБ към 27.08.2021 г.), 12 лв./t транспортни разходи и 16 лв./t пристанищни и митнически разходи и средна цена на използвания въглищен микс при запазени цени на останалите въглища – 181,35 лв./t. Промяната в горивния микс е довела до увеличаване на разходите на годишна база с над 2 600 000 лв., в сравнение с предвидените за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени чрез приложените Справки от 1 до 9 от електронния ценови модел. Дружеството е актуализирало количествата на необходимите горива, със съответните видове и цени, както и количество на въглеродни емисии – квоти за закупуване, вследствие промяната на въглищния микс. Дружеството е представило спецификация към договора за доставка на каменни въглища от 17.08.2021 г. в табличен вид, както следва:

вид гориво	калоричност ккал/кг	мярка	09.2021	10.2021	11.2021	12.2021	01.2022	02.2022	03.2022	04.2022	05.2022	06.2022	07.2022	08.2022	ОБЩО
Каменни въглища	5200	тут	6 686	6 686	6 686	8 914	8 914	8 914	8 914	6 686	6 686	6 686	6 686	6 686	89 143
		тнг	9 000	9 000	9 000	12 000	12 000	12 000	12 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	120 000

С писмо с вх. № Е-14-07-11 от 21.10.2021 г. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД е представило актуални информация и данни за настъпили съществени изменения в цената на черните въглища през последния месец, във връзка с подаденото заявление за изменение на цени, утвърдени с Решение № Ц-026 от 01.07.2021 г. на КЕВР.

Дружеството посочва, че драстичните увеличения на цените на всички енергоносители без изключение (горива и енергия) през последните няколко седмици са наложили предоговаряне на цената на черните въглища от внос, като същите са били увеличени от 133 USD/t на 181 USD/t. При запазени разходни елементи за доставка и при курс на долара 1,69 лв. цената до склада на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД възлиза на 333,89 лв./t. Средната цена на въглищния микс общо е 230,18 лв./t. В тази връзка дружеството представя информацията на КЕВР с цел съвременното им отразяване в разходите и утвърдени цени на електрическа и топлинна енергия.

В тази връзка дружеството е приложило: копие на анекс от 08.10.2021 г. към договор за доставка на каменни въглища; справки от 1 до 9 - ценови модел и Приложение № 2 за средна цена на въглищата.

С писмо с вх. № Е-14-07-11 от 11.11.2021 г. „Топлофикация – Сливен“ ЕАД е представило актуални информация и данни за настъпили съществени изменения в разходите за лицензионна дейност. Основните направления са: увеличена цена на гориво - мазут с 22%, което е увеличение на разхода с 48 хил. лв.; увеличените цени на горива, масла за автомобили, са довели до увеличение с 2 лв./t на разходите за транспорт на всички твърди горива- въглища и биомаса. Това е увеличило разходите за горива с 308 хил. лв. на годишна база; провежданата обществена поръчка за доставка на вар за сероочистката е пред финализиране, като единичната цена е увеличена от 126 лв./t на 313 лв./t, което води до увеличение на годишните разходи с 918 хил. лв.; увеличените цени на закупуваната електрическа енергия за производствени нужди с 27% и за абонатни станции с 45% води до увеличение на разходите за нея, като на годишна база увеличението е с 338 хил. лв.; по позицията разходи за материали увеличението е с 80%, или 242 хил. лв., породено от увеличените цени на всички видове метали – желязо, мед, алуминий; инфлационните процеси са засегнали и персонала на дружеството, поради което дружеството счита, че е необходимо актуализиране на разходите за работни заплати и осигуровки с 15%; увеличението на разхода е с 1 066 хил. лв. Дружеството твърди също, че е необходимо увеличение на разходите по останалите позиции с 20%, или общо увеличение с 619 хил. лв.

В разглежданите по-горе случаи, посочените от „Топлофикация – Русе“ АД, „Брикел“

ЕАД, „Топлофикация-Перник“ АД; „Топлофикация-Сливен“ ЕАД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, са значителното повишение на цените на използваните горива съгласно представените договори за покупка на въглища, биомаса, мазут и др.

Изменението на цените на горивата, включени в цените от 01.07.2021 г., и тези по представените договори и анексите към тях, както и счетоводни документи, е следното:

	Дружество	Цена на горивото в цени от 01.07.2021 г., лв./MWh	Цена на горивото в цени от 01.01.2022 г., лв./MWh	%
1	„Топлофикация Русе“ АД	37,41	47,4	26,70%
2	„Топлофикация Перник“ ЕАД	33,53	43	28,24%
3	„Топлофикация Сливен“ ЕАД	24,96	43,06	72,52%
4	ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД	26,06	47,58	82,58%
5	„Брикел“ ЕАД	32,8	51,6	57,32%

За горещитираните дружества разходите за горива представляват значителен дял в структурата на разходите за лицензионна дейност.

	Дружество	Разходи за горива, признати в цените от 01.07.2021 г., хил. лв.	Разходи за горива от 01.01.2022 г., хил. лв.	Разлика разходи за горива	Възвръщаемост	Разлика
1	„Топлофикация Русе“ АД	42 178	53 437	-11 259	1 879	-9 380
2	„Топлофикация Перник“ ЕАД	48 424	62 097	-13 673	3 172	-10 501
3	„Топлофикация Сливен“ ЕАД	16 711	28 834	-12 123	1 205	-10 918
4	ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД	112 086	204 699	-92 613	6 145	-86 468
5	„Брикел“ ЕАД	90 692	142 663	-51 971	3 436	-48 535

В резултат на направения анализ на разходите за горива на горепосочените централи, включени в цените на енергия от 01.07.2021 г., и на необходимите разходи за горива вследствие повишението на цените на същите, е видно, че ще се формира значителен недостиг на средства, които действащите цени на топлинната и електрическа енергия не могат да покрият. Видно от горното включената възвръщаемост в цените (в която са включени разходите за лихви по взетите кредити и регулираната печалба за ценовия период) не покрива дефицита от парични средства, необходим за покриване на разходите, произтичащи от по-високите цени на горивата. Този дефицит от парични средства, при равни други условия, директно ще се отрази негативно върху финансовите резултати и съответно на финансовото състояние на дружествата. В тази връзка е необходимо актуализиране на разходите за горива с оглед недопускане на нарастване на задълженията към доставчиците и влошаване на финансовото състояние на енергийните предприятия.

С оглед горното, повишението на цените на горивата обуславя необходимост от изменение на утвърдените на дружествата ценообразуващи елементи.

По отношение на направените искания от дружествата за изменение на други ценообразуващи елементи, следва да се има предвид, че предвидената възможност за изменение на цените в чл. 22, ал. 3 от НРЦТЕ и чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ е обвързана само с наличие на непредвидени обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво.

Във връзка с всичко гореизложено, след извършен икономически анализ са изчислени преференциални цени и премии на електрическата енергия и пределни цени на топлинната енергия и техните ценообразуващи елементи, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД:

- 1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 635,50 лв./MWh;
- 1.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 327,16 лв./MWh;
- 1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 127,56 лв./MWh;
- 1.4. 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 – 123,72 лв./MWh;
- 1.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1, т. 1.3 и т. 1.4:
 - 1.5.1. Необходими годишни приходи – 1 030 238 хил. лв., в т. ч.:
 - 1.5.1.1. Разходи – 1 010 455 хил. лв., от които условно-постоянни – 101 313 хил. лв. и променливи – 909 142 хил. лв.;
 - 1.5.1.2. Регулаторна база на активите – 465 054 хил. лв.;
 - 1.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,25%;
- 1.6. Количества електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 794 176 MWh;
- 1.7. Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 120 034 MWh.

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

- 2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 390,78 лв./MWh;
- 2.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 82,44 лв./MWh;
- 2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 102,13 лв./MWh;
- 2.4. 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 – 101,13 лв./MWh;
- 2.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.3 и т. 2.4:
 - 2.5.1. Необходими годишни приходи – 131 516 хил. лв., в т. ч.:
 - 2.5.1.1. Разходи – 124 965 хил. лв., от които условно-постоянни – 24 398 хил. лв. и променливи – 100 567 хил. лв.;
 - 2.5.1.2. Регулаторна база на активите – 152 413 хил. лв.;
 - 2.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,30%;
- 2.6. Електрическа енергия – 288 150 MWh, в т. ч.:
 - 2.6.1. от високоефективно комбинирано производство – 276 410 MWh;
 - 2.6.2. без показатели за високоефективно комбинирано производство – 11 740 MWh;
- 2.7. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 839 MWh.

3. На „Топлофикация - Плевен“ ЕАД:

- 3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,80 лв./MWh;
- 3.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,46 лв./MWh;
- 3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,58 лв./MWh;
- 3.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 109,41 лв./MWh;

3.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.3 и т. 3.4:

3.5.1. Необходими годишни приходи – 152 158 хил. лв., в т. ч.:

3.5.1.1. Разходи – 149 841 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 051 хил. лв. и променливи – 133 789 хил. лв.;

3.5.1.2. Регулаторна база на активите – 47 991 хил. лв.;

3.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,83%;

3.6. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 299 100 MWh;

3.7. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212 900 MWh;

3.8. Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh.

4. На „Топлофикация - Бургас“ ЕАД:

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 416,34 лв./MWh;

4.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 108,00 лв./MWh;

4.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,44 лв./MWh;

4.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:

4.4.1. Необходими годишни приходи – 58 381 хил. лв., в т. ч.:

4.4.1.1. Разходи – 57 419 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 452 хил. лв. и променливи – 50 967 хил. лв.;

4.4.1.2. Регулаторна база на активите – 22 269 хил. лв.;

4.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,32%;

4.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh;

4.6. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh.

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 416,45 лв./MWh;

5.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 108,11 лв./MWh;

5.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,85 лв./MWh;

5.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.3:

5.4.1. Необходими годишни приходи – 34 042 хил. лв., в т. ч.:

5.4.1.1. Разходи – 32 493 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 565 хил. лв. и променливи – 25 928 хил. лв.;

5.4.1.2. Регулаторна база на активите – 32 475 хил. лв.;

5.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,77%;

5.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 452 MWh;

5.6. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65 335 MWh.

6. На „Топлофикация - Враца“ ЕАД:

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 468,85 лв./MWh;

6.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 160,51 лв./MWh;

6.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 119,89 лв./MWh;

6.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.3:

- 6.4.1.**Необходими годишни приходи – 37 149 хил. лв., в т. ч.:
- 6.4.1.1.** Разходи – 36 633 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 526 хил. лв. и променливи – 32 107 хил. лв.;
- 6.4.1.2.** Регулаторна база на активите – 11 644 хил. лв.;
- 6.4.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,43%;
- 6.5.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 900 MWh;
- 6.6.** Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 257 MWh.

7. На „Топлофикация - ВТ“ АД, гр. Велико Търново:

- 7.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 484,53 лв./MWh;
- 7.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 176,19 лв./MWh;
- 7.3.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 132,57 лв./MWh;
- 7.4.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:
- 7.4.1.** Необходими годишни приходи – 12 779 хил. лв., в т. ч.:
- 7.4.1.1.** Разходи – 12 682 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 564 хил. лв. и променливи – 11 118 хил. лв.;
- 7.4.1.2.** Регулаторна база на активите – 1 838 хил. лв.;
- 7.4.1.3.** Норма на възвръщаемост – 5,26%;
- 7.5.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 600MWh;
- 7.6.** Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 413 MWh.

8. На „Топлофикация-Разград“ АД:

- 8.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 426,33 лв./MWh;
- 8.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 117,99 лв./MWh;
- 8.3.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 129,86 лв./MWh;
- 8.4.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.3:
- 8.4.1.** Необходими годишни приходи – 9 591 хил. лв., в т. ч.:
- 8.4.1.1.** Разходи – 9 377 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 391 хил. лв. и променливи – 7 986 хил. лв.;
- 8.4.1.2.** Регулаторна база на активите – 5 041 хил. лв.;
- 8.4.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,26%;
- 8.5.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh;
- 8.6.** Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 960 MWh.

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:

- 9.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 572,01 лв./MWh;
- 9.2.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,43 лв./MWh;
- 9.3.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:
- 9.3.1.** Необходими годишни приходи – 1 376 хил. лв., в т. ч.:
- 9.3.1.1.** Разходи – 1 339 хил. лв., от които условно-постоянни – 520 хил. лв. и променливи – 819 хил. лв.;
- 9.3.1.2.** Регулаторна база на активите – 959 хил. лв.;

9.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,25%;

9.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh;

9.5. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 684 MWh.

10. На „Топлофикация Русе“ АД:

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 345,75 лв./MWh;

10.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 37,41 лв./MWh;

10.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,60 лв./MWh;

10.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 128,14 лв./MWh;

10.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1, т. 10.3 и т. 10.4:

10.5.1. Необходими годишни приходи – 110 044 хил. лв., в т. ч.:

10.5.1.1. Разходи – 108 060 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 209 хил. лв. и променливи – 84 851 хил. лв.;

10.5.1.2. Регулаторна база на активите – 44 687 хил. лв.;

10.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,44%;

10.6. Електрическа енергия – 228 500 MWh, в т. ч.:

10.6.1. от високоефективно комбинирано производство – 225 000 MWh;

10.6.2. от некомбинирано производство – 3 500 MWh;

10.7. Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 311 MWh;

10.8. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 353 207 MWh.

11. На „Топлофикация - Перник“ АД:

11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 317,26 лв./MWh;

11.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 8,92 лв./MWh;

11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,48 лв./MWh;

11.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 51,80 лв./MWh;

11.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.3 и т. 11.4:

11.5.1. Необходими годишни приходи – 115 758 хил. лв., в т. ч.:

11.5.1.1. Разходи – 112 487 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 123 хил. лв. и променливи – 89 364 хил. лв.;

11.5.1.2. Регулаторна база на активите – 79 078 хил. лв.;

11.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,14%;

11.6. Електрическа енергия – 222 034 MWh, в т. ч.:

11.6.1. от високоефективно комбинирано производство – 212 134 MWh;

11.6.2. невисокоефективно комбинирано производство – 9 900 MWh;

11.7. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 285 700 MWh;

11.8. Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 408 900 MWh.

12. На „Топлофикация - Сливен“ ЕАД:

12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 311,75 лв./MWh;

12.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 3,41 лв./MWh;

12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) –

80,13 лв./MWh;

12.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 66,25 лв./MWh;

12.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.3 и т. 12.4:

12.5.1. Необходими годишни приходи – 59 643 хил. лв., в т. ч.:

12.5.1.1. Разходи – 58 337 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 427 хил. лв. и променливи – 43 910 хил. лв.;

12.5.1.2. Регулаторна база на активите – 24 839 хил. лв.;

12.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,26%;

12.6. Електрическа енергия – 137 507 MWh;

12.6.1. от високоефективно комбинирано производство – 128 907 MWh;

12.6.1. от невисокоефективно производство – 8 600 MWh;

12.7. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 102 MWh;

12.8. Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 134 549 MWh;

13. На „Топлофикация Габрово“ ЕАД:

13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 365,31 лв./MWh;

13.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 56,97 лв./MWh;

13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 108,19 лв./MWh;

13.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1 и т. 13.3:

13.4.1. Необходими годишни приходи – 6 345 хил. лв., в т. ч.:

13.4.1.1. Разходи – 6 284 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 252 хил. лв. и променливи – 4 033 хил. лв.;

13.4.1.2. Регулаторна база на активите – 1 168 хил. лв.;

13.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,24%;

13.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh;

13.6. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh.

14. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 370,33 лв./MWh;

14.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 61,99 лв./MWh;

14.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 119,15 лв./MWh;

14.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 36.1 и т. 36.3:

14.4.1. Необходими годишни приходи – 31 173 хил. лв., в т. ч.:

14.4.1.1. Разходи – 30 250 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 749 хил. лв. и променливи – 27 501 хил. лв.;

14.4.1.2. Регулаторна база на активите – 20 140 хил. лв.;

14.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,58%;

14.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 60 300 MWh;

14.6. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 74 210 MWh.

15. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:

15.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 353,91 лв./MWh;

15.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 45,57 лв./MWh;

15.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 122,56 лв./MWh;

15.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 15.1 и т. 15.3:

15.4.1. Необходими годишни приходи – 14 770 хил. лв., в т. ч.:

15.4.1.1. Разходи – 14 120 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 929 хил. лв. и променливи – 10 190 хил. лв.;

15.4.1.2. Регулаторна база на активите – 12 421 хил. лв.;

15.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,24%;

15.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh;

15.6. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 328,44 лв./MWh;

16.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 20,10 лв./MWh;

16.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 16.1:

16.3.1. Необходими годишни приходи – 8 223 хил. лв., в т. ч.:

16.3.1.1. Разходи – 7 950 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 994 хил. лв. и променливи – 5 957 хил. лв.;

16.3.1.2. Регулаторна база на активите – 5 282 хил. лв.;

16.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,15%;

16.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh.

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 320,98 лв./MWh;

17.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 12,64 лв./MWh;

17.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:

17.3.1. Необходими годишни приходи – 10 233 хил. лв., в т. ч.:

17.3.1.1. Разходи – 9 878 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 441 хил. лв. и променливи – 7 438 хил. лв.;

17.3.1.2. Регулаторна база на активите – 7 791 хил. лв.;

17.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,56%;

17.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh.

18. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 366,08 лв./MWh;

18.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 57,74 лв./MWh;

18.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:

18.3.1. Необходими годишни приходи – 4 886 хил. лв., в т. ч.:

18.3.1.1. Разходи – 4 658 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 464 хил. лв. и променливи – 3 193 хил. лв.;

18.3.1.2. Регулаторна база на активите – 4 350 хил. лв.;

18.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,26%;

18.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh.

19. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 398,60 лв./MWh;

19.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 90,26 лв./MWh;

19.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:

19.3.1. Необходими годишни приходи – 9 349 хил. лв., в т. ч.:

19.3.1.1. Разходи – 9 179 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 635 хил. лв. и променливи – 7 543 хил. лв.;

19.3.1.2. Регулаторна база на активите – 3 760 хил. лв.;

19.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,54%;

19.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 820 MWh.

20. На ЧЗП „Румяна Величкова“:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 240,77 лв./MWh;

20.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;

20.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

20.3.1. Необходими годишни приходи – 2 258 хил. лв., в т. ч.:

20.3.1.1. Разходи – 2 232 хил. лв., от които условно-постоянни – 301 хил. лв. и променливи – 1 931 хил. лв.;

20.3.1.2. Регулаторна база на активите – 628 хил. лв.;

20.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,12%;

20.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 150 MWh.

21. На „Алт Ко“ АД:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 320,20 лв./MWh;

21.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 11,86 лв./MWh;

21.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 21.1:

21.3.1. Необходими годишни приходи – 2 903 хил. лв., в т. ч.:

21.3.1.1. Разходи – 2 872 хил. лв., от които условно-постоянни – 604 хил. лв. и променливи – 2 269 хил. лв.;

21.3.1.2. Регулаторна база на активите – 1 005 хил. лв.;

21.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,12%;

21.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 261 MWh.

22. На „Брикел“ ЕАД:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 343,37 лв./MWh;

22.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 35,03 лв./MWh;

22.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,90 лв./MWh;

22.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 22.1 и т. 22.3:

22.4.1. Необходими годишни приходи – 235 535 хил. лв., в т. ч.:

22.4.1.1. Разходи – 231 741 хил. лв., от които условно-постоянни – 31 540 хил. лв. и променливи – 200 201 хил. лв.;

22.4.1.2. Регулаторна база на активите – 86 348 хил. лв.;

22.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,39%;

22.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 435 210 MWh, в т. ч.: собственото потребление – 19 210 MWh;

22.6. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 807 MWh.

23. На „Солвей Соди“ АД:

- 23.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 318,75 лв./MWh;
- 23.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 10,41 лв./MWh;
- 23.3.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 60,89 лв./MWh;
- 23.4.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 23.1 и т. 23.3:
 - 23.4.1.** Необходими годишни приходи – 232 136 хил. лв., в т. ч.:
 - 23.4.1.1.** Разходи – 226 051 хил. лв., от които условно-постоянни – 106 491 хил. лв. и променливи – 119 561 хил. лв.;
 - 23.4.1.2.** Регулаторна база на активите – 147 732 хил. лв.;
 - 23.4.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;
 - 23.5.** Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 888 784 MWh;
 - 2.6.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 176 431 MWh, в т. ч.: собственото потребление и към други потребители – 166 215 MWh.

24. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

- 24.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 269,61 лв./MWh;
- 24.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
- 24.3.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,98 лв./MWh;
- 24.4.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.3:
 - 24.4.1.** Необходими годишни приходи – 5 842 хил. лв., в т. ч.:
 - 24.4.1.1.** Разходи – 5 581 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 993 хил. лв. и променливи – 2 589 хил. лв.;
 - 24.4.1.2.** Регулаторна база на активите – 6 323 хил. лв.;
 - 24.4.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;
 - 24.5.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 712 MWh, в т. ч.: към други потребители – 3 612 MWh;
 - 24.6.** Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 55 760 MWh.

25. На „Декотекс“ АД:

- 25.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 341,31 лв./MWh;
- 25.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 32,97 лв./MWh;
- 25.3.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,55 лв./MWh;
- 25.4.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 139,95 лв./MWh;
- 25.5.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1, т. 25.3 и т. 25.4:
 - 25.5.1.** Необходими годишни приходи – 5 553 хил. лв., в т. ч.:
 - 25.5.1.1.** Разходи – 5 400 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 260 хил. лв. и променливи – 4 141 хил. лв.;
 - 25.5.1.2.** Регулаторна база на активите – 3 705 хил. лв.;
 - 25.5.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;
 - 25.6.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 11 280 MWh;
 - 25.7.** Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 400 MWh;
 - 25.8.** Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 930 MWh.

26. На „Енергиен център Зебра“ ЕООД:

- 26.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 313,00 лв./MWh;
- 26.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 4,66 лв./MWh;
- 26.3.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 180,49 лв./MWh;
- 26.4.** Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 172,02 лв./MWh;
- 26.5.** Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1, т. 26.3 и т. 26.4:
 - 26.5.1.** Необходими годишни приходи – 5 905 хил. лв., в т. ч.:
 - 26.5.1.1.** Разходи – 5 808 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 4 141 хил. лв.;
 - 26.5.1.2.** Регулаторна база на активите – 2 346 хил. лв.;
 - 26.5.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;
- 26.6.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
- 26.7.** Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
- 26.8.** Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

27. На „Белла България“ АД:

- 27.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 279,28 лв./MWh;
- 27.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
- 27.3.** Ценообразуващи елементи на цената по т. 27.1:
 - 27.3.1.** Необходими годишни приходи – 3 343 хил. лв., в т. ч.:
 - 27.3.1.1.** Разходи – 3 241 хил. лв., от които условно-постоянни – 728 хил. лв. и променливи – 2 513 хил. лв.;
 - 27.3.1.2.** Регулаторна база на активите – 2 485 хил. лв.;
 - 27.3.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;
- 27.4.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 882 MWh.

28. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:

- 28.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 300,44 лв./MWh;
- 28.2.** Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
- 28.3.** Ценообразуващи елементи на цената по т. 28.1:
 - 28.3.1.** Необходими годишни приходи – 1 529 хил. лв., в т. ч.:
 - 28.3.1.1.** Разходи – 1 465 хил. лв., от които условно-постоянни – 559 хил. лв. и променливи – 906 хил. лв.;
 - 28.3.1.2.** Регулаторна база на активите – 1 546 хил. лв.;
 - 28.3.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;
- 29.4.** Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 500 MWh.

29. На „Овердрайв“ АД:

- 29.1.** Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 516,96 лв./MWh;
- 29.2.** Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:
 - 29.2.1.** Необходими годишни приходи – 816 хил. лв., в т. ч.:
 - 29.2.1.1.** Разходи – 801 хил. лв., от които условно-постоянни – 235 хил. лв. и променливи – 565 хил. лв.;
 - 29.2.1.2.** Регулаторна база на активите – 382 хил. лв.;
 - 29.2.1.3.** Норма на възвръщаемост – 4,12%;

29.3. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh.

30. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 461,87 лв./MWh;

30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:

30.2.1. Необходими годишни приходи – 246 хил. лв., в т. ч.:

30.2.1.1. Разходи – 222 хил. лв., от които условно-постоянни – 83 хил. лв. и променливи – 139 хил. лв.;

30.2.1.2. Регулаторна база на активите – 581 хил. лв.;

30.2.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,12%;

30.3. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh.

31. „Нова Пауър“ ЕООД

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 353,53 лв./MWh;

31.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 45,19 лв./MWh;

31.3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 131,40 лв./MWh;

31.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 31.1 и т. 31.3:

31.4.1. Необходими годишни приходи – 5 287 хил. лв., в т. ч.:

31.4.1.1. Разходи – 5 044 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 118 хил. лв. и променливи – 3 926 хил. лв.

31.4.1.2. Регулаторна база на активите – 4 948 хил. лв.;

31.4.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,91%;

31.5. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 725 MWh;

31.6. Топлинна енергия с гореща вода – 8 865 MWh.

32. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 272,79 лв./MWh;

32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:

32.2.1. Необходими годишни приходи – 540 хил. лв., в т. ч.:

32.2.1.1. Разходи – 537 хил. лв., от които условно-постоянни – 148 хил. лв. и променливи 389 хил. лв.;

32.2.1.2. Регулаторна база на активите – 78 хил. лв.;

32.2.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,12%

32.3. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh

33. На „Коген Загоре“ ЕООД:

33.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 281,93 лв./MWh;

33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:

33.2.1. Необходими годишни приходи – 42 хил. лв., в т. ч.:

33.2.1.1. Разходи – 37 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 хил. лв. и променливи – 20 хил. лв.;

33.2.1.2. Регулаторна база на активите – 121 хил. лв.;

33.2.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,12%;

33.3. Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 151 MWh.

34. На „Оранжерии Петров дол“ ООД:

34.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 303,59 лв./MWh;

34.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;

34.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:

34.3.1. Необходими годишни приходи – 3 925 хил. лв., в т. ч.:

34.3.1.1. Разходи – 3 890 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 3 024 хил. лв.;

34.3.1.2. Регулаторна база на активите – 666 хил. лв.;

34.3.1.3. Норма на възвръщаемост – 5,21%;

34.4. Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh.

35. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

35.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 322,94 лв./MWh;

35.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 14,60 лв./MWh;

35.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 28,73 лв./MWh;

35.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 27,23 лв./MWh;

35.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 35.1, т. 35.3 и т. 35.4:

35.5.1. Необходими годишни приходи – 380 664 хил. лв., в т. ч.:

35.5.1.1. Разходи – 373 889 хил. лв., от които условно-постоянни – 42 259 хил. лв. и променливи – 331 630 хил. лв.;

35.5.1.2. Регулаторна база на активите – 162 713 хил. лв.;

35.5.1.3. Норма на възвръщаемост – 4,16%;

35.6. Електрическа енергия – 1 141 000 MWh, в т. ч.:

36.6.1. от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh;

36.6.2. невисокоефективно комбинирано производство – 922 000 MWh;

36.7. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh;

36.8. Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh.

Следва да се има предвид, че в случаите, в които при извършените изчисления индивидуалните цени на електрическата енергия са по-ниски от определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за базов товар за групата на производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, премиите следва да бъдат определени в размер на 0 лв./ MWh.

Във връзка с гореизложеното и на основание чл. 31а, чл. 31б, ал. 1, т. 3, ал. 2 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 22, ал. 1 и ал. 3 чл. 27а от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 38, ал. 1 и ал. 3 и чл. 44а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, предлагаме Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад.

2. Да открие производство за изменение на утвърдените пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР.

3. Да приеме проект на решение.

4. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на страните по производството, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Да насрочи обществено обсъждане на проекта на решение, на което да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.