



ПРОТОКОЛ

№ 287

София, 13.12.2021 година

Днес, 13.12.2021 г. от 10:00 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна и Юлиан Митев - за главен секретар, *съгласно Заповед № 1251 от 29.11.2021 г. (без право на глас).*

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Днес предстои да проведем едно-единствено заседание, което макар и единствено е изключително важно, защото с него ще определим нови цени на електрическа енергия, топлинна енергия от различни производители с различна мощност, които ще влязат в сила от 01 януари. Днешното заседание е само начало на процедурата. То ще бъде последвано от открити заседания и обществени обсъждания, според характера на самите доклади, които днес разглеждаме и в крайна сметка на 01 януари трябва да се излезе с финални решения.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1271 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров,
Ана Иванова, Радослав Наков, Радостина Методиева,
Силвия Петрова и Радослав Райков

2. Доклад с вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г. и проект на решение 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.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Георги Петров, Диана Николкова, Юлиана Ангелова, Надежда Иванова и Ваня Василева

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Радостина Методиева, Силвия Петрова и Радослав Райков

4. Доклад с вх. № Е-Дк-1274 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Радостина Методиева, Силвия Петрова и Радослав Райков

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Преди да преминем към т. 1 само искам да Ви предам специални поздравии за членовете на Комисията от г-н Андрей Живков. Преди малко бях при него да си взема официално довиждане, тъй като в 15:00 часа той ще трябва да предаде поста на министър на енергетиката на г-н Александър Николов. Благодарим за добрата работа през тези изминали повече от седем месеца, откакто той е на този пост. Както подчерта, и мисля, че беше искрен, че е работил много добре с Комисията, с тези хора, с които е имал контакт.

По т.1. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-1271 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно **изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.**

С Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г., в частта по т. XIX, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е определила за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. премии за електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW.

Според чл. 31б, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на шест месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена за базов товар спрямо постигната и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия. Аналогична на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на

електрическата енергия (НРЦЕЕ).

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. XIX, е направен анализ на изменението на 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, както следва:

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 - независим преносен оператор и оператори на електроразпределителни мрежи, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-27 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 групите: независим преносен оператор – 124,85 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 131,27 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 125,07 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 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 фючърските сделки - за м. декември, които от началото на месеца се движат около 249,00 €/MWh, се очаква цената 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. фючърсите 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. за първото полугодие на 2022 г. – 179,15 €/MWh (350,39 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите 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 фючърските 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-27 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 €/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. Прямата 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 €/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 фючърските 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 съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде, както следва:

- Независим преносен оператор – 307,79 лв./MWh;
- Оператори на електроразпределителни мрежи – 323,63 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 308,34 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 274,96 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 282,92 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 283,48 лв./MWh;

– Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 294,36 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението 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 в размер на 147 %, 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.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г., в частта по т. XIX, на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 2 от ЗЕ. В този случай, КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на премиите влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Съгласно § 28, ал. 3 от Преходни и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., премията се определя като разлика между определената до влизането в сила на този закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. Посочената по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар се отразява на премиите за електрическата енергия от възобновяеми източници, произведена от централи с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, определени с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г., в частта по т. XIX, на КЕВР, както следва:

№	Ценови решения по години и по ценови групи	Определени и/или актуализирани преференциални цени по решение на КЕВР, в лв./MWh, без ДДС	Размер на премия, в лв./MWh, без ДДС
1	2	3	4
1	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:		
1.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	213,09	-70,39
1.2.	Среднонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	178,68	-104,80
1.3.	Високонапорни деривационни, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	171,18	-112,30
1.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	253,48	-30,00
1.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,48	-171,00
1.6.	ВтЕЦ работещи до 2250 часа	188,29	-94,63
1.7.	ВтЕЦ работещи над 2250 часа	172,95	-109,97
1.8.	ВтЕЦ работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	148,58	-134,34
1.9.	ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	699,11	424,15
1.10.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW	252,73	-41,63
1.11.	ЕЦ работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл	288,04	-6,32
1.12.	ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW	167,53	-126,83
1.13.	ЕЦ работеща с енергийни култури до 5MW	186,49	-107,87
1.14.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	398,00	103,64
1.15.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	302,73	8,37
1.16.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	255,98	-38,38
1.17.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	246,05	-48,31
1.18.	ЕЦ от 150 kW до 500 kW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	136,85	-157,51

1.19.	ЕЦ от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	120,60	-173,76
1.20.	ЕЦ над 5 MW за производство на електрическа енергия чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.	218,60	-75,76
2.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:		
2.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	222,83	-60,65
2.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	186,87	-96,61
2.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	179,04	-104,44
2.4.	Тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	265,05	-18,43
2.5.	Микро ВЕЦ с помпи	112,10	-171,38
2.6.	Вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа	191,00	-91,92
2.7.	Вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа	173,06	-109,86
2.8.	Вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	137,06	-145,86
2.9.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади	583,77	308,81
2.10.	Електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kWp	485,60	210,64
2.11.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW	236,43	-57,93
2.12.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	300,91	6,55
2.13.	Електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW	149,49	-144,87
2.14.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW	207,67	-86,69
2.15.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW	196,85	-97,51

2.16.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	439,16	144,80
2.17.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	358,08	63,72
2.18.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	369,34	74,98
2.19.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	253,03	-41,33
2.20.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	243,86	-50,50
2.21.	Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	132,05	-162,31
2.22.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци	119,27	-175,09
3.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР		
3.1.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл	397,95	103,59
3.2.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл	392,90	98,54
3.3.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл	388,04	93,68
3.4.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл	425,95	131,59
4.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР		
4.1.	Нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,35	-90,13
4.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,69	-120,79
4.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,01	-127,47
4.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,33	-54,15
4.5.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-185,33

4.6.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	104,43	-178,49
4.7.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	316,11	41,15
4.8.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	237,05	-37,91
4.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	236,26	-38,70
4.10.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	234,09	-60,27
4.11.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	226,14	-68,22
4.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	120,15	-174,21
4.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	109,83	-184,53
4.14.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	276,54	-17,82
4.15.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл	295,72	1,36
4.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	149,53	-144,83
4.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури	197,32	-97,04
4.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури	187,55	-106,81
4.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	479,49	185,13
4.20.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	460,19	165,83

4.21.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	410,09	115,73
4.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	473,56	179,20
4.23.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	371,80	77,44
4.24.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	360,42	66,06
4.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл	361,87	67,51
4.26.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл	394,55	100,19
5.	Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР		
5.1.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	206,34	-68,62
5.2.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	171,37	-103,59
5.3.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	169,85	-105,11
6.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР		
6.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	193,38	-90,10
6.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	242,30	-41,18
6.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	162,71	-120,77
6.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	156,04	-127,44
6.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	229,35	-54,13
6.6.	Микро ВЕЦ с помпи	98,15	-185,33

6.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	151,39	-131,53
6.8.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	105,16	-177,76
6.9.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	196,58	-78,38
6.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	176,29	-98,67
6.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	160,20	-114,76
6.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-80,46
6.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-88,04
6.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-189,21
6.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-205,20
6.16.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	206,54	-87,82
6.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	295,02	0,66
6.18.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	138,29	-156,07
6.19.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-117,40
6.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-129,88
6.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	463,98	169,62

6.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	139,77
6.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	387,53	93,17
6.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	460,84	166,48
6.25.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	349,32	54,96
6.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	390,58	96,22
6.27.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	337,44	43,08
6.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	373,76	79,40
7.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР		
7.1.	Нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	189,31	-94,17
7.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW	236,92	-46,56
7.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	159,14	-124,34
7.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW	152,36	-131,12
7.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW	224,37	-59,11

7.6.	Микро ВЕЦ с помпи	93,69	-189,79
7.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW	116,98	-165,94
7.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW	95,55	-187,37
7.9.	ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор	83,16	-199,76
7.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии	144,68	-130,28
7.11.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp	134,03	-140,93
7.12.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kWp	131,36	-143,60
7.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	213,90	-80,46
7.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци	206,32	-88,04
7.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	105,15	-189,21
7.16.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци	89,16	-205,20
7.17.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	250,82	-43,54
7.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	278,48	-15,88
7.19.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	222,80	-71,56
7.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури	176,96	-117,40
7.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури	164,48	-129,88

7.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	453,12	158,76
7.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	434,13	139,77
7.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции	389,44	95,08
7.25.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	454,06	159,70
7.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	350,22	55,86
7.27.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	351,65	57,29
7.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство	338,34	43,98
7.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	374,66	80,30
7.30.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство	389,60	95,24
8.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР		
8.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	179,54	-114,82

8.2.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	157,88	-136,48
8.3.	Електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	310,69	16,33
8.4.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	349,87	55,51
8.5.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци	296,89	2,53
8.6.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	334,72	40,36
9.	Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР		
9.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	497,40	203,04
9.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 500 часа.	458,10	163,74
9.3.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при средногодишна продължителност на работа 7 200 часа.	409,24	114,88

10.	Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР		
10.1.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	376,78	82,42
10.2.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 500 h.	352,02	57,66
10.3.	Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, при пълни ефективни часове от 7 000 h.	349,06	54,70
11.	Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР		
11.1.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство	294,01	-0,35
12.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2		
12.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи над 2 250 часа	132,71	-150,21
13.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-35 от 13.08.2020 г. на КЕВР		
13.1.	Вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи до 2 250 часа	148,71	-134,21
14.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-12 от 26.03.2021 г. на КЕВР		
14.1.	За обособената група руслови, подязовирни, деривационни, с горен или долен изравнител водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.	112,48	-171,00
15.	Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-18 от 18.06.2021 г. на КЕВР		
15.1.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW	122,50	-160,42

16. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	222,83		216,55	-66,93	203,98	-79,5	191,41	-92,07	178,84	-104,64	166,27	-117,21	153,71	-129,77	141,14	-142,34	128,57	-154,91	116,00	-167,48	103,43	-180,05
16.2.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	186,87		181,71	-101,77	171,39	-112,09	161,08	-122,40	150,76	-132,72	140,44	-143,04	130,12	-153,36	119,80	-163,68	109,49	-173,99	99,17	-184,31	88,85	-194,63
16.3.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																					
	179,04		174,13	-109,35	164,30	-119,18	154,47	-129,01	144,64	-138,84	134,81	-148,67	124,98	-158,50	115,15	-168,33	105,32	-178,16	95,49	-187,99	85,66	-197,82
16.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																					
	265,05		257,45	-26,03	242,24	-41,24	227,03	-56,45	211,82	-71,66	196,61	-86,87	181,40	-102,08	166,19	-117,29	150,98	-132,50	135,77	-147,71	120,56	-162,92
16.5.	Микро ВЕЦ с помпи																					
	112,10		109,12	-174,36	103,15	-180,33	97,19	-186,29	91,22	-192,26	85,26	-198,22	79,29	-204,19	73,33	-210,15	67,36	-216,12	61,40	-222,08	55,43	-228,05
16.6.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																					
	191,00		187,18	-95,74	179,54	-103,38	171,91	-111,01	164,27	-118,65	156,63	-126,29	148,99	-133,93	141,35	-141,57	133,72	-149,20	126,08	-156,84	118,44	-164,48
16.7.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																					
	173,06		169,65	-113,27	162,84	- 120,08	156,03	- 126,89	149,22	- 133,70	142,41	- 140,51	135,60	- 147,32	128,79	- 154,13	121,98	- 160,94	115,17	- 167,75	108,36	-174,56
16.8.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																					
	137,06		134,99	-147,93	130,86	-152,06	126,73	-156,19	122,60	-160,32	118,47	-164,45	114,34	-168,58	110,21	-172,71	106,08	-176,84	101,95	-180,97	97,82	-185,10
16.9.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																					
	583,77		569,27	294,31	540,27	265,31	511,28	236,32	482,28	207,32	453,28	178,32	424,29	149,33	395,29	120,33	366,29	91,33	337,30	62,34	308,30	33,34
16.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp																					
	485,60		473,67	198,71	449,82	174,86	425,97	151,01	402,11	127,15	378,26	103,30	354,41	79,45	330,56	55,60	306,70	31,74	282,85	7,89	259,00	-15,96
16.11.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																					
	255,51	236,43	221,90	-72,46	207,41	-86,95	192,97	-101,39	178,61	-115,75	164,33	-130,03	150,18	-144,18	136,18	-158,18	122,42	-171,94	109,98	-184,38	102,44	-191,92
16.12.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																					
	282,15	300,91	286,05	-8,31	271,24	-23,12	256,49	-37,87	241,81	-52,55	227,20	-67,16	212,70	-81,66	198,33	-96,03	184,12	-110,24	170,12	-124,24	163,23	-131,13

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
			ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
16.13.	227,20	149,49	135,64	-158,72	121,80	-172,56	107,95	-186,41	94,11	-200,25	80,28	-214,08	66,45	-227,91	52,63	-241,73	38,84	-255,52	25,11	-269,25	18,34	-276,02
			ЕЦ с инсталирана мощност над 150 kW до 1 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
16.14.	405,61	439,16	417,04	122,68	394,99	100,63	373,00	78,64	351,10	56,74	329,31	34,95	307,66	13,30	286,17	-8,19	264,88	-29,48	243,88	-50,48	233,50	-60,86
			Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
16.15.	253,03		249,34	-45,02	241,96	-52,40	234,58	-59,78	227,20	-67,16	219,82	-74,54	212,43	-81,93	205,05	-89,31	197,67	-96,69	190,29	-104,07	182,91	-111,45
			Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
16.16.	243,86		240,40	-53,96	233,50	-60,86	226,60	-67,76	219,69	-74,67	212,79	-81,57	205,89	-88,47	198,99	-95,37	192,08	-102,28	185,18	-109,18	178,28	-116,08
			Електрически централи над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																			
16.17.	132,05		129,73	-164,63	125,10	-169,26	120,47	-173,89	115,84	-178,52	111,21	-183,15	106,57	-187,79	101,94	-192,42	97,31	-197,05	92,68	-201,68	88,05	-206,31
			Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци																			
16.18.	119,27		117,45	-176,91	113,81	-180,55	110,17	-184,19	106,53	-187,83	102,89	-191,47	99,24	-195,12	95,60	-198,76	91,96	-202,40	88,32	-206,04	84,68	-209,68
			ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
16.19.	429,42	392,90	360,19	65,83	327,50	33,14	294,85	0,49	262,25	-32,11	229,72	-64,64	197,30	-97,06	165,06	-129,30	133,15	-161,21	101,92	-192,44	86,84	-207,52

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решения № Ц-18 от 20.06.2011 г. и № Ц-35 от 27.10.2011 г.	Актуализирана цена, съгласно решение № Ц-19 от 28.06.2013 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията															
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
16.1.	Електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	195,03	207,67	204,63	-89,73	201,59	-92,77	198,55	-95,81	195,51	-98,85	192,47	-101,89	189,42	-104,94	186,38	-107,98	183,34	-111,02
16.2.	Електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 MW																	
	185,99	196,85	193,82	-100,54	190,79	-103,57	187,76	-106,60	184,73	-109,63	181,71	-112,65	178,68	-115,68	175,65	-118,71	172,62	-121,74
16.3.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	335,19	358,08	352,30	57,94	346,51	52,15	340,73	46,37	334,94	40,58	329,16	34,80	323,37	29,01	317,59	23,23	311,80	17,44
16.4.	Електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия																	
	348,61	369,34	362,85	68,49	356,37	62,01	349,88	55,52	343,39	49,03	336,91	42,55	330,42	36,06	323,93	29,57	317,44	23,08
16.5.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл																	
	390,76	397,95	387,47	93,11	376,99	82,63	366,51	72,15	356,03	61,67	345,56	51,20	335,08	40,72	324,60	30,24	314,12	19,76
16.6.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл																	
	380,45	388,04	377,73	83,37	367,43	73,07	357,12	62,76	346,82	52,46	336,51	42,15	326,20	31,84	315,90	21,54	305,59	11,23
16.7.	Електрически централи работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл																	
	419,11	425,95	413,62	119,26	401,29	106,93	388,96	94,60	376,63	82,27	364,30	69,94	351,96	57,60	339,63	45,27	327,30	32,94

17. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

Таблица № 1:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-018 от 28.06.2012 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
17.1.	Нисконапонни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	193,35		188,55	-94,93	178,94	-104,54	169,34	-114,14	159,73	-123,75	150,12	-133,36	140,52	-142,96	130,91	-152,57	121,31	-162,17	111,70	-171,78
17.2.	Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	162,69		158,75	-124,73	150,86	-132,62	142,98	-140,50	135,09	-148,39	127,20	-156,28	119,32	-164,16	111,43	-172,05	103,55	-179,93	95,66	-187,82
17.3.	Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	156,01		152,25	-131,23	144,74	-138,74	137,23	-146,25	129,72	-153,76	122,21	-161,27	114,69	-168,79	107,18	-176,30	99,67	-183,81	92,16	-191,32
17.4.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW																			
	229,33		223,52	-59,96	211,90	-71,58	200,27	-83,21	188,65	-94,83	177,03	-106,45	165,40	-118,08	153,78	-129,70	142,16	-141,32	130,53	-152,95
17.5.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	98,15		95,87	-187,61	91,31	-192,17	86,75	-196,73	82,19	-201,29	77,63	-205,85	73,08	-210,40	68,52	-214,96	63,96	-219,52	59,40	-224,08
17.6.	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																			
	148,71		146,29	-136,63	141,43	-141,49	136,57	-146,35	131,71	-151,21	126,85	-156,07	121,99	-160,93	117,13	-165,79	112,27	-170,65	107,41	-175,51
17.7.	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																			
	132,71		130,60	-152,32	126,37	-156,55	122,14	-160,78	117,92	-165,00	113,69	-169,23	109,46	-173,46	105,23	-177,69	101,00	-181,92	96,78	-186,14
17.8.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	104,43		103,22	-179,70	100,80	-182,12	98,38	-184,54	95,96	-186,96	93,54	-189,38	91,12	-191,80	88,70	-194,22	86,28	-196,64	83,86	-199,06
17.9.	ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии																			
	316,11		309,70	34,74	296,87	21,91	284,03	9,07	271,20	-3,76	258,37	-16,59	245,54	-29,42	232,71	-42,25	219,87	-55,09	207,04	-67,92
17.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	237,05		232,42	-42,54	223,14	-51,82	213,87	-61,09	204,59	-70,37	195,32	-79,64	186,04	-88,92	176,77	-98,19	167,49	-107,47	158,22	-116,74
17.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	236,26		231,65	-43,31	222,41	-52,55	213,17	-61,79	203,93	-71,03	194,69	-80,27	185,45	-89,51	176,21	-98,75	166,97	-107,99	157,73	-117,23
17.12.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	234,09		231,35	-63,01	225,86	-68,50	220,37	-73,99	214,89	-79,47	209,40	-84,96	203,91	-90,45	198,42	-95,94	192,94	-101,42	187,45	-106,91
17.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	226,14		223,57	-70,79	218,44	-75,92	213,31	-81,05	208,18	-86,18	203,05	-91,31	197,91	-96,45	192,78	-101,58	187,65	-106,71	182,52	-111,84
17.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	120,15		118,43	-175,93	114,99	-179,37	111,54	-182,82	108,10	-186,26	104,66	-189,70	101,21	-193,15	97,77	-196,59	94,33	-200,03	90,88	-203,48
17.15.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	109,83		108,48	-185,88	105,78	-188,58	103,09	-191,27	100,39	-193,97	97,69	-196,67	95,00	-199,36	92,30	-202,06	89,60	-204,76	86,91	-207,45
17.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци																			
	232,40	149,53	135,69	-158,67	121,85	-172,51	108,01	-186,35	94,18	-200,18	80,35	-214,01	66,54	-227,82	52,74	-241,62	38,99	-255,37	25,37	-268,99
17.17.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	400,97	360,42	331,02	36,66	301,64	7,28	272,31	-22,05	243,03	-51,33	213,84	-80,52	184,77	-109,59	155,91	-138,45	127,40	-166,96	99,59	-194,77

Таблица № 2:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-28 от 29.08.2012 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
18.1.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																		
	206,34	202,40	-72,56	194,51	-80,45	186,61	-88,35	178,72	-96,24	170,83	-104,13	162,93	-112,03	155,04	-119,92	147,15	-127,81	139,25	-135,71
18.2.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																		
	171,37	168,21	-106,75	161,89	-113,07	155,57	-119,39	149,25	-125,71	142,93	-132,03	136,61	-138,35	130,29	-144,67	123,97	-150,99	117,65	-157,31
18.3.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																		
	169,85	166,73	-108,23	160,48	-114,48	154,22	-120,74	147,97	-126,99	141,72	-133,24	135,47	-139,49	129,22	-145,74	122,96	-152,00	116,71	-158,25

19. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.1.	Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	193,38		183,77	-99,71	174,17	-109,31	164,56	-118,92	154,96	-128,52	145,35	-138,13	135,74	-147,74	126,14	-157,34	116,53	-166,95
19.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	242,30		230,21	-53,27	218,11	-65,37	206,02	-77,46	193,92	-89,56	181,83	-101,65	169,73	-113,75	157,64	-125,84	145,54	-137,94
19.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	162,71		154,82	-128,66	146,94	-136,54	139,05	-144,43	131,17	-152,31	123,28	-160,20	115,39	-168,09	107,51	-175,97	99,62	-183,86
19.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																	
	156,04		148,53	-134,95	141,02	-142,46	133,50	-149,98	125,99	-157,49	118,48	-165,00	110,97	-172,51	103,46	-180,02	95,94	-187,54
19.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																	
	229,35		217,73	-65,75	206,10	-77,38	194,48	-89,00	182,85	-100,63	171,23	-112,25	159,61	-123,87	147,98	-135,50	136,36	-147,12
19.6.	Микро ВЕЦ с помпи																	
	98,15		93,60	-189,88	89,06	-194,42	84,51	-198,97	79,97	-203,51	75,42	-208,06	70,87	-212,61	66,33	-217,15	61,78	-221,70
19.7.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 kW																	
	151,39		146,91	-136,01	142,42	-140,50	137,94	-144,98	133,45	-149,47	128,97	-153,95	124,48	-158,44	120,00	-162,92	115,51	-167,41
19.8.	Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 kW																	
	122,50		118,83	-164,09	115,16	-167,76	111,49	-171,43	107,82	-175,10	104,16	-178,76	100,49	-182,43	96,82	-186,10	93,15	-189,77
19.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																	
	105,16		102,74	-180,18	100,32	-182,60	97,90	-185,02	95,48	-187,44	93,06	-189,86	90,63	-192,29	88,21	-194,71	85,79	-197,13
19.10.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, монтирани на покриви и фасади																	
	196,58		188,63	-86,33	180,68	-94,28	172,72	-102,24	164,77	-110,19	156,82	-118,14	148,87	-126,09	140,92	-134,04	132,96	-142,00
19.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																	
	176,29		169,18	-105,78	162,06	-112,90	154,95	-120,01	147,84	-127,12	140,73	-134,23	133,61	-141,35	126,50	-148,46	119,39	-155,57
19.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																	
	160,20		153,84	-121,12	147,47	-127,49	141,11	-133,85	134,74	-140,22	128,38	-146,58	122,02	-152,94	115,65	-159,31	109,29	-165,67
19.13.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	206,32		201,44	-92,92	196,57	-97,79	191,69	-102,67	186,82	-107,54	181,94	-112,42	177,06	-117,30	172,19	-122,17	167,31	-127,05
19.14.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от пречистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	249,66	206,54	193,18	-101,18	179,88	-114,48	166,63	-127,73	153,46	-140,90	140,40	-153,96	127,48	-166,88	114,76	-179,60	102,32	-192,04

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.15.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	277,39	295,02	280,78	-13,58	266,57	-27,79	252,43	-41,93	238,34	-56,02	224,34	-70,02	210,43	-83,93	196,64	-97,72	183,01	-111,35
19.16.	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 kW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	221,71	138,29	125,57	-168,79	112,85	-181,51	100,13	-194,23	87,41	-206,95	74,71	-219,65	62,00	-232,36	49,32	-245,04	36,66	-257,70
19.17.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	447,43	460,84	436,98	142,62	413,19	118,83	389,48	95,12	365,87	71,51	342,38	48,02	319,05	24,69	295,91	1,55	273,02	-21,34
19.18.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	453,12	463,98	439,21	144,85	414,53	120,17	389,96	95,60	365,52	71,16	341,25	46,89	317,18	22,82	293,37	-0,99	269,91	-24,45
19.19.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																	
	387,04	390,58	362,86	68,50	335,19	40,83	307,58	13,22	280,04	-14,32	252,61	-41,75	225,33	-69,03	198,26	-96,10	171,51	-122,85
19.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																	
	176,96		174,33	-120,03	171,70	-122,66	169,07	-125,29	166,44	-127,92	163,81	-130,55	161,18	-133,18	158,55	-135,81	155,92	-138,44
19.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																	
	164,48		161,85	-132,51	159,22	-135,14	156,58	-137,78	153,95	-140,41	151,32	-143,04	148,69	-145,67	146,06	-148,30	143,42	-150,94
19.22.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	434,13		427,88	133,52	421,62	127,26	415,37	121,01	409,11	114,75	402,86	108,50	396,61	102,25	390,35	95,99	384,10	89,74
19.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																	
	387,53		381,92	87,56	376,31	81,95	370,70	76,34	365,09	70,73	359,48	65,12	353,86	59,50	348,25	53,89	342,64	48,28
19.24.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																	
	213,90		208,69	-85,67	203,47	-90,89	198,26	-96,10	193,05	-101,31	187,84	-106,52	182,62	-111,74	177,41	-116,95	172,20	-122,16

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10 %		над 10 % до 20 %		над 20 % до 30 %		над 30 % до 40 %		над 40 % до 50 %		над 50 % до 60 %		над 60 % до 70 %		над 70 до 80 %	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
19.25.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	105,15		101,55	-192,81	97,94	-196,42	94,34	-200,02	90,74	-203,62	87,14	-207,22	83,53	-210,83	79,93	-214,43	76,33	-218,03
19.26.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци</i>																	
	89,16		86,30	-208,06	83,43	-210,93	80,57	-213,79	77,71	-216,65	74,85	-219,51	71,98	-222,38	69,12	-225,24	66,26	-228,10
19.27.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	349,32		342,37	48,01	335,43	41,07	328,48	34,12	321,53	27,17	314,59	20,23	307,64	13,28	300,69	6,33	293,74	-0,62
19.28.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство</i>																	
	337,44		330,10	35,74	322,75	28,39	315,41	21,05	308,06	13,70	300,72	6,36	293,37	-0,99	286,03	-8,33	278,68	-15,68
19.29.	<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>																	
	373,76		365,56	71,20	357,37	63,01	349,17	54,81	340,97	46,61	332,78	38,42	324,58	30,22	316,38	22,02	308,18	13,82

20. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.1.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	189,31		184,60	-98,88	175,20	-108,28	165,80	-117,68	156,39	-127,09	146,99	-136,49	137,59	-145,89	128,18	-155,30	118,78	-164,70	109,38	-174,10
20.2.	Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW																			
	236,92		231,00	-52,48	219,17	-64,31	207,35	-76,13	195,52	-87,96	183,69	-99,79	171,87	-111,61	160,04	-123,44	148,22	-135,26	136,39	-147,09
20.3.	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	159,14		155,28	-128,20	147,57	-135,91	139,86	-143,62	132,14	-151,34	124,43	-159,05	116,72	-166,76	109,00	-174,48	101,29	-182,19	93,58	-189,90
20.4.	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW																			
	152,36		148,69	-134,79	141,36	-142,12	134,02	-149,46	126,69	-156,79	119,35	-164,13	112,02	-171,46	104,68	-178,80	97,35	-186,13	90,01	-193,47
20.5.	Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 kW																			
	224,37		218,68	-64,80	207,31	-76,17	195,94	-87,54	184,57	-98,91	173,20	-110,28	161,82	-121,66	150,45	-133,03	139,08	-144,40	127,71	-155,77
20.6.	Микро ВЕЦ с помпи																			
	93,69		91,52	-191,96	87,18	-196,30	82,84	-200,64	78,50	-204,98	74,16	-209,32	69,82	-213,66	65,48	-218,00	61,14	-222,34	56,80	-226,68
20.7.	ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 MW																			
	116,98		115,26	-167,66	111,80	-171,12	108,33	-174,59	104,86	-178,06	101,40	-181,52	97,93	-184,99	94,47	-188,45	91,00	-191,92	87,53	-195,39
20.8.	ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW																			
	95,55		93,52	-189,40	90,66	-192,26	87,80	-195,12	84,94	-197,98	82,08	-200,84	79,21	-203,71	76,35	-206,57	73,49	-209,43	70,63	-212,29
20.9.	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	83,16		82,21	-200,71	80,29	-202,63	78,38	-204,54	76,47	-206,45	74,55	-208,37	72,64	-210,28	70,72	-212,20	68,81	-214,11	66,90	-216,02
20.10.	Фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), с обща инсталирана мощност над 200 kWp до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии																			
	144,68		130,21	-144,75	115,75	-159,21	101,28	-173,68	86,81	-188,15	72,34	-202,62	57,87	-217,09	43,40	-231,56	28,94	-246,02	14,47	-260,49

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.11.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kWp до 10 000 kWp																			
	134,03		131,34	-143,62	125,93	-149,03	120,52	-154,44	115,12	-159,84	109,71	-165,25	104,30	-170,66	98,89	-176,07	93,48	-181,48	88,08	-186,88
20.12.	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kWp																			
	131,36		128,77	-146,19	123,56	-151,40	118,34	-156,62	113,12	-161,84	107,90	-167,06	102,68	-172,28	97,46	-177,50	92,24	-182,72	87,02	-187,94
20.13.	Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	213,90		211,29	-83,07	206,08	-88,28	200,87	-93,49	195,66	-98,70	190,44	-103,92	185,23	-109,13	180,02	-114,34	174,81	-119,55	169,60	-124,76
20.14.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци																			
	206,32		203,88	-90,48	199,01	-95,35	194,13	-100,23	189,25	-105,11	184,38	-109,98	179,50	-114,86	174,63	-119,73	169,75	-124,61	164,87	-129,49
20.15.	Електрически центриали с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	105,15		103,35	-191,01	99,75	-194,61	96,14	-198,22	92,54	-201,82	88,94	-205,42	85,33	-209,03	81,73	-212,63	78,13	-216,23	74,52	-219,84
20.16.	Електрически центриали с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци																			
	89,16		87,72	-206,64	84,86	-209,50	81,99	-212,37	79,13	-215,23	76,27	-218,09	73,40	-220,96	70,54	-223,82	67,68	-226,68	64,81	-229,55
20.17.	Електрически центриали с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	250,82		248,72	-45,64	244,52	-49,84	240,32	-54,04	236,12	-58,24	231,92	-62,44	227,72	-66,64	223,52	-70,84	219,32	-75,04	215,12	-79,24
20.18.	Електрически центриали с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																			
	278,48		275,86	-18,50	270,61	-23,75	265,37	-28,99	260,12	-34,24	254,87	-39,49	249,63	-44,73	244,38	-49,98	239,13	-55,23	233,89	-60,47
20.19.	Електрически центриали с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци																			
	222,80		220,84	-73,52	216,94	-77,42	213,03	-81,33	209,12	-85,24	205,22	-89,14	201,31	-93,05	197,41	-96,95	193,50	-100,86	189,59	-104,77

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.	Актуализирана цена в Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
20.20.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури																			
	176,96		175,64	-118,72	173,01	-121,35	170,38	-123,98	167,75	-126,61	165,12	-129,24	162,50	-131,86	159,87	-134,49	157,24	-137,12	154,61	-139,75
20.21.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури																			
	164,48		163,17	-131,19	160,54	-133,82	157,90	-136,46	155,27	-139,09	152,64	-141,72	150,01	-144,35	147,38	-146,98	144,74	-149,62	142,11	-152,25
20.22.	Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	453,12		448,88	154,52	440,41	146,05	431,94	137,58	423,48	129,12	415,01	120,65	406,54	112,18	398,07	103,71	389,60	95,24	381,14	86,78
20.23.	Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	434,13		431,00	136,64	424,75	130,39	418,49	124,13	412,24	117,88	405,99	111,63	399,73	105,37	393,48	99,12	387,23	92,87	380,97	86,61
20.24.	ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	387,53	389,44	369,29	74,93	349,16	54,80	329,04	34,68	308,94	14,58	288,87	-5,49	268,81	-25,55	248,80	-45,56	228,82	-65,54	208,90	-85,46
20.25.	ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1 500 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции																			
	447,43	454,06	430,04	135,68	406,07	111,71	382,16	87,80	358,32	63,96	334,57	40,21	310,94	16,58	287,44	-6,92	264,13	-30,23	241,06	-53,30
20.26.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получено от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																			
	350,22		346,75	52,39	339,80	45,44	332,85	38,49	325,91	31,55	318,96	24,60	312,01	17,65	305,06	10,70	298,12	3,76	291,17	-3,19
20.27.	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 kW, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	387,94	351,65	323,81	29,45	296,01	1,65	268,24	-26,12	240,52	-53,84	212,86	-81,50	185,32	-109,04	157,93	-136,43	130,80	-163,56	104,17	-190,19
20.28.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство																			
	338,34		334,67	40,31	327,32	32,96	319,98	25,62	312,63	18,27	305,29	10,93	297,94	3,58	290,60	-3,76	283,25	-11,11	275,91	-18,45
20.29.	Електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство																			
	374,66		371,16	76,80	362,96	68,60	354,77	60,41	346,57	52,21	338,37	44,01	330,17	35,81	321,97	27,61	313,78	19,42	305,58	11,22
20.30.	Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство																			
	389,60		385,64	91,28	377,74	83,38	369,83	75,47	361,93	67,57	354,03	59,67	346,12	51,76	338,22	43,86	330,31	35,95	322,41	28,05

Следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за целите на ценообразуването прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина, премията следва да бъде определена в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

Издавания по т.1.:

А. Иванова:

Уважаеми г-н Председател, уважаема Комисията, настоящият доклад отразява изменението на определените премии с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. за производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

Според разпоредбата на чл. 31б, ал. 2 от Закона за енергетиката Комисията има право веднъж на шест месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена за базов товар и постигната такава, както и за остатъка от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, да измени определените премии. Какво е съществено изменение? Съществено изменение според §1, т. 16 от Наредба № 1 е това, при което имаме наличие на изменение с над 15 на сто. В тази връзка е извършен анализ на цените на електрическата енергия на европейските и регионалните борси, въз основа на което се установи, че определената прогнозна пазарна цена за базов товар в размер на 119 лв./MWh в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. към днешна дата (с отчитане измененията от извършения анализ) в момента ще бъде 293,37 или разлика от 147%. Тук няма да се спирам подробно, защото г-н Младеновски ще обясни частта с пазарите.

Доц. д-р И. Н. Иванов:
293,37?

А. Иванова:

293,37. Да! За протокола ще кажа, че в тази връзка прогнозната пазарна цена по отношение на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия се изменя, както следва: от 111,53 на 274,96. По отношение на производителите на вятърна енергия: от 114,76 на 282,92. По отношение на групите ВЕЦ: от 114,99 в момента става 283,48. По отношения на производителите от биомаса: от 119,40 на 294,36. Отново казвам: изменението е 147%. В тази връзка е преизчислен размерът на премиите на групите производители според вида възобновяеми източници във всички решения взети от Комисията, започващи от Ц-010 от 30.03.2011 г. до настоящия момент. Само ще кажа, че освен цените и актуализираните такива по чл. 31, ал. 1 от ЗЕВИ е преизчислен размерът на премиите по отношение на групите в решенията, с които е отчетен процент безвъзмездно финансиране. Тук искам да вмъкна, че след преизчисленията на база новите прогнозни пазарни цени (според вида възобновяем източник) с премии са останали част от групите централи, които ползват за източник слънце и биомаса – предвид по-големия размер на прогнозната пазарна цена.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 2 и ал. 3 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 2 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да открие производство за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г., в частта по т. XIX, на КЕВР, което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

3. Да приеме проект на решение;

4. 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 – 15.12.2021 г.;

5. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

6. Приетият проект на решение, датата и часа общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Благодаря Ви, г-жо Иванова!

А. Иванова:

В тази връзка трябва да зачета и диспозитива на проекта на решение...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Така е! В решението, което всички заем, е изключително обемистото поради разнородния характер на всички възобновяеми източници, искам просто да бъде прочетено само за разделите, които обхваща решението. Да видя от която страница започва.

А. Иванова:

27.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

От 27. Точно така. То наистина ще бъде изключително трудно. Колеги, проектът на решение, който започва от 27 стр. продължава до 51. Това са 24 стр. Освен това често пъти в рамките на отделните страници се минава от една група към друга група производители на възобновяема енергия. Затова предлагам проектът на решение да не се изчита, като всеки един от комисарите на своята електронна поща е получил доклада и проекта на решение и се е запознал или ще се запознае с него, което улеснява задачата ни, защото другото би било наистина убийствено – да се изчита в рамките на часове този проект на решение от 24 стр. Изказвания има ли, колеги?

П. Младеновски:

Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на Комисията, аз искам да обобща казаното от г-жа Иванова. Премии не се определят на производители от вятър и производители от водна енергия, а само на старите фотоволтаични централи и на производители от биомаса. Искам тук малко повече да обясня за прогнозната пазарна цена, тъй като тя не беше засегната много. Данните, които са представени в доклада не са актуални към днешна дата. Данните са към началото на м. декември и са значително по-ниски от отчетените към настоящия момент. През първата половина на декември имаме още по-голямо увеличение на цените на пазарите. Давам за пример фючърсите за първо тримесечие. За първо тримесечие в доклада е използвана стойност около 230 евро...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Колко е използвана в доклада?

П. Младеновски:

232 евро. Към настоящия момент (към петък) фючърсът е 257,80 евро. За второ тримесечие в доклада е използвана пак занижена стойност. Мисля, че беше 125,50 евро. Към настоящия момент актуалната цифра на фючърса за второ тримесечие на 2022 г. е 159,21 евро. За това говорят и постигнатите резултати. За да не съм голословен, някой ще каже: „Да, но тези фючърси се влияят от различни фактори, които най-вероятно могат и да паднат, и да се дигнат“. Най-голямото доказателство е постигнатите резултати от търговете, проведени от „ТЕЦ Марица Изток 2“ през изминалата седмица. Ако през първото тримесечие имахме към началото на декември цени за първо тримесечие от порядъка на...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Фючърсни сделки?

П. Младеновски:

Не, не фючърсни сделки. Търгове за физическа доставка на електрическа енергия, проведени от „ТЕЦ Марица Изток 2“. И ако за първо тримесечие имахме постигнати цени горе-долу около 300 и нещо до 400 лв., в началото на декември...

Доц. д-р И. Н. Иванов: С доставка второто тримесечие?

П. Младеновски:

Точно така! Давам пример за 25 ноември беше проведен търг на „ТЕЦ Марица Изток 2“, при който се продадоха 100 MW на цена от 392,01 лв. Това е 25 ноември. Миналата седмица беше проведен нов търг на 09 декември със същия период на доставка от „ТЕЦ Марица Изток 2“ - за 50 MW този път. Постигната цена вече е 451,79 лв. Търгове бяха проведени от „ТЕЦ Марица Изток 2“ и с период на доставка първо шестмесечие: 01 януари до 30 юни, като постигнатата цена е 332,06 лв., но тя беше за ограничено количество – около 34 MW. Факт е постигнатото за първо тримесечие – цена от 451,79 лв. Имаме много по-голямо увеличение на цените. За първо тримесечие беше проведен и търг от „Лукойл Нефтохим Бургас“ за 20 MW, където цената беше 473,80 лв. Това, което искам да кажа е, че тенденцията е към повишаване на цените през това първо тримесечие през предните няколко дни на декември. Дори за декември, въпреки, че постигнатата цена към настоящия момент за м. декември е от порядъка на около 212 евро, фючърсът за декември си остава на цени от около 250. Това е характерно по принцип за края на годината, когато се провеждат търгове, тъй като пазарите са движени от един страх както ще се случи и основно заради цената на газа. Искан да запозная Комисията, тъй като на общественото обсъждане най-вероятно от едната страна ще кажат, че е прекалено висока прогнозната пазарна цена, а от другата страна ще кажат, че е прекалено ниска. Все пак ни сме потърсили някакъв баланс между тези галопиращи цени от последните 10-15 дни.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Благодаря Ви, г-н Младеновски, за това наистина пространно уточнение и обяснение. Предполагам, че това ще Ви послужи и вдругиден в рамките на откритите заседания и на обществените обсъждания. Изводът е, че определената от нас прогнозна пазарна цена от 293,37 лв., която е близо три пъти по-висока от цената 119 лв., която ние определихме на 01 юли тази година, не само, че не е надценена, но това, която каза г-н Младеновски показва, че тази цена е напълно валидна и обусловена от данните, които са били преди около две седмици, когато започнаха да се пишат тези четири доклада, които днес разглеждаме. Ако трябва да се определи към днешния ден, тя би била още по-висока. Това е по повод на критиките, които очаквам да се получат, че прекалено даваме като прогнозна пазарна цена за следващите шест месеца. Това просто не е вярно. Комисията

изпълнява стриктно своите ангажименти и всяко едно решение е обусловено с данните, които са на българската и на регионалните борси.

А. Иванова:

Само искам да допълня нещо – във връзка с една малка корекция, която трябва да се отрази в проекта на решение, който ще бъде качен на сайта. С колегите от работната група, по-конкретно с колегите от дирекция „Правна“, направихме едно доуточнение, предвид характера на доклада, засягащо производителите от ВЕИ. То е, че на стр. 1 от проекта на решение в предпоследен абзац текстът, който завършва на *„независим преносен оператор и оператори на електроразпределителни мрежи, на пазара ден напред“* следва да се зачеркне и да бъде вписано: *„на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, от производителите на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производителите на електрическа енергия, произведена от водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW и на производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса - арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 4, т. 5, т. 6 и т. 7 от Наредба № 1“*. Това е на стр. 1 от проекта на решение, който ще бъде качен на сайта на Комисията. Същата корекция ще бъде отразена и на стр. 3 от проекта на решение, в частта на 3 абзац от долу нагоре, в който се посочва, че изменение е в размер на 147%. Там текстът *„независим преносен оператор и за операторите на електроразпределителни мрежи на пазара „Ден напред““* също следва да се зачеркне и да се впише същия текст, а именно: *„на производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, от производителите на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производителите на електрическа енергия, произведена от водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW и на производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса“*. С тези дребни корекции ще бъде качен новият файл, който ще бъде на сайта на Комисията и който ще се разгледа на общественото обсъждане.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Благодаря, г-жо Иванова. Както Вие обяснихте, следва, че преди да бъдат публикуван докладът и проектът на решение, ще бъдат нанесени тези корекции на стр. 1 от решението и на 3 стр.

А. Йорданов:

Г-н Председател, във връзка с това, което ни докладва преди секунда А. Иванова...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Да!

А. Йорданов:

Ние следва да приемем изменения проект на решение, който сега ни се докладва, за да може съответно той да се подложи на обществено обсъждане. Процедурата е спазена. Всъщност ние имаме нов проект на решение, който преди малко ни се докладва с тези изменения в текста.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Точно така! Ние и фактически ще гласуваме доклада и проекта на решение както е видоизменен, съобразно това, което каза г-жа Иванова. Колеги, би трябвало да Ви направи впечатление това, което каза и г-н Младеновски, че премиите за огромното мнозинство от възобновяеми източници е нулирана и това се обяснява естествено с новите прогнозни пазарни цени – не само тази, която е обща и е 293,37 лв., но и отделните – за отделните видове възобновяема енергия.

П. Младеновски:

Аз искам само да допълня, че трябва да се гласува проекта на решение с така направените корекции по време на заседанието.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Точно така! Така ще бъде и гласувано. Преди да преминем към гласуване на проекта на решение и на доклада, ние приемаме и доклада, с така направените корекции, искам да отбележа следното:

Първо, в съответствие с прочетения проект на решение от г-жа Иванова по т. 4, насрочвам общественото обсъждане да се проведе на 15.09.2021 г. от 10:00 часа. Отбелязвам, за да се знае и по протокол, че срокът за представяне на становищата е 17:00 часа на 17.12.2021 г. Това всъщност е и т. 5 от проекта на решение, която е записана. Заедно с това от сега искам да обявя, че насрочвам закритото заседание за приемане на финалното решение на Комисията за 01.01.2022 г. от 14:00 часа. С тези допълнения и с корекциите, които бяха прочетени от г-жа Иванова (на стр. 1 и на стр. 3), допълнени със сроковете, които изчетох, подлагам на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 2 ал. 3 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 28, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 2 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1271 от 08.12.2021 г. относно изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

2. Открива производство за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г., в частта по т. XIX, на КЕВР, което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

3. Приема проект на решение относно изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

4. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 10:00 часа, 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;

5. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

6. Приетият проект на решение, датата и часа общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за,

Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г. и проект на решение 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.**

Със Заповед № 3-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 премии, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премии.

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. фючърсите 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 фючърсите 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 обоснованата цена на емисиите от 51 евро/т. Включената в цените за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 51 евро/т 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 CO₂ квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., евро/т CO₂

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/т 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. 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./kNm 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 обстоятелства.

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 изменени 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 инициира 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 възлизаща на 58 лв./t_{нт} е формирана като към основната цена на стоката от 48 лв./t.н.г. са добавени транспортни и разходи за обработка в размер на 10 лв./t_{нт}. 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/t, 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./t. 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./t, 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 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 (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 обоснованата цена на емисиите на 59 евро/t, каквато цена е заложена в предложения 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_{yt} на 95,56 лв./t_{yt}.

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 течено 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 обоснованата 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 хранене 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 СО₂ квоти, разходи за балансиране, консумативи. Основният разход е разходът за доставени горива за производство и разходи за закупени СО₂ 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 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, 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 предложениия 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: $205,00 \$/t * 1,69219 \text{ лв./USD} + 6,63 \text{ лв./t} = 353,53 \text{ лв./t}$, 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 /ЕЕХ/ 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 своевременното 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	%
	„Топлофикация Русе“ АД	37,41	47,4	26,70 %
	„Топлофикация Перник“ ЕАД	33,53	43	28,24 %
	„Топлофикация Сливен“ ЕАД	24,96	43,06	72,52 %
	ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД	26,06	47,58	82,58 %
	„Брикел“ ЕАД	32,8	51,6	57,32 %

	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
	„Топлофикация Русе“ АД	42 178	53 437	-11 259	1 879	-9 380
	„Топлофикация Перник“ ЕАД	48 424	62 097	-13 673	3 172	-10 501
	„Топлофикация Сливен“ ЕАД	16 711	28 834	-12 123	1 205	-10 918
	ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД	112 086	204 699	-92 613	6 145	-86 468
	„Брикел“ ЕАД	90 692	142 663	-51 971	3 436	-48 535

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

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

результати 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 – 18 600 MWh;
- 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;

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

10.7. 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;

11.6.3. 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.;

14.4.3. 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 „Оранжеви Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 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 „Оранжеви Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 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 „Оранжеви Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжевия 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%;

3.3. 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.

Изказвания по т.2.:

И. Александров:

Със заповед на председателя на Комисията от 07.12.2021 г. е създадена работна група с четири основни задачи. Първа задача: 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 ценовия период. Втора задача: да анализира изменението на прогнозната цена на природния газ за същия период спрямо отчета за месеците, които са преминали и прогноза за оставащите. Трета задача: да анализира изменението на разходите за квоти за въглеродни емисии (пак за същия период) с отчитане на отчетената стойност на борсовите пазари за първото шестмесечие от ценовия период и прогноза за останалите шест месеца. Четвърта задача: да анализира постъпилите заявления от въглищните централи, а те са: „Топлофикация – Русе“ АД, „Брикел“ ЕАД; „Топлофикация – Перник“ АД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД; да анализира изменението на цените на горивата при тях, спрямо включените в цените, които са действащи от 01.07.2021 г. до настоящия момент.

По отношение на първата задача: работната група да анализира пазарната цена за базовия товар. Г-жа Иванова се спря подробно. Г-н Младеновски я допълни също. Само искам да кажа, че за топлофикационните дружества и заводските централи в сферата на енергетиката тя е била 125,07 от 01 юли. В момента тя е 308,34, което представлява 146,53% изменение.

По отношение на изменението на квотите за въглеродни емисии. 51 евро/t CO₂ е тяхната цена от 01 юли в действащите цени. Направен е анализ на отчетната цена на борсовите пазари, която се задържа сравнително през първите пет месеца и е направена прогноза в табличен вид на стр. 5. В резултат на това е изчислена една средна цена, която е 70 евро/t CO₂, която в момента е в разходните позиции на всички дружества от сектор

„Топлоенергетика“.

По отношение на третата задача: да анализира изменението на цената на природния газ. На стр. 6 е дадена отново таблицата на нашата прогноза.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Само за квотите... 70 евро/t?

И. Александров:

70 евро/t.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Добре. Продължете!

И. Александров:

Това реално е 37,25% изменение в сравнение с включената в цените от 01 юли.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Тя беше 50 и нещо.

И. Александров:

51 евро беше от 01 юли, т.е. изменението е значително и по този показател. Третият показател е цената на природния газ. В табличен вид на стр. 6 отново е дадена табличката с нашата прогноза от 01 юли, която като средна цена е 45,76 лв./MWh. Тази цена е влязла като базисна в ценообразуващите елементи на всички дружества. В момента е изчислена за първото шестмесечие цената на природния газ, която Комисията е утвърждавала на „Булгаргаз“ и тя е нанесена в табличката на стр. 7 за третото тримесечие реално и за четвъртото тримесечие. Тя е 58,98 и 96,69 за четвъртото тримесечие. Направена е прогноза на база изменението на стойностите на природния газ на холандския газов хъб TTF и техните стойности. Работната група е приела прогнозна цена за първото тримесечие на 2022 г. – 112 лв./MWh и прогноза за второто тримесечие на 2022 г. – 70 лв./MWh. Така е изчислена средна цена от 84,42 лв./MWh, което представлява 84,50% по-висока стойност от цената на природния газ, включена от 01 юли. Бих искал тук да дам едно уточнение не с оглед на стойностите, а на това, че при тази средна цена от 84,42 лв./MWh реално за дружествата средно претеглената, с която реално се работи в цените е от порядъка на 94 лв., защото през зимните месеци количествата и цените са по-високи, но така или иначе има значително изменение на цената на природния газ.

По отношение на подадените нови заявления от възлищните централи. В табличен вид на стр. 16 от доклада са показани цените, при които са направени цените на всички горива в дименсия лв./MWh, с оглед на това да има сравнимост, както между сегашните стойности, така и между стойностите от м. юли. Виждат се повишенията в процентно изражение в най-дясната колона. В таблицата под нея, също на стр. 16, в *Разходи* са изчислени разходите за горива при старите и при новите цени, както и разликата. В третата колона се виждат огромните минуси. За онагледяване регулираната печалба, която Комисията дава на тези дружества във вид на възвръщаемост, с включени в себе си разходи за лихви, е в предпоследната таблица. Вижда се от последната таблица, че възвръщаемостта не може да покрие големите дефицити, които се получават при условие, че не се променят цените на горивата на тези възлищни централи и съответно тези отрицателни стойности биха се прехвърлили под една или друга форма в крайния финансов резултат на дружествата.

Във връзка с всичко казано до тук, след извършен икономически анализ са изчислени преференциалните цени и съответно премиите на електрическа енергия и пределни цени на топлинна енергия с всички ценообразуващи елементи. Те са описани подробно от стр. 17 до края на 27 стр. Само искам да отбележа дружествата, които

получават нулева премия, защото тяхната индивидуална цена е по-ниска от средната пазарна цена, която 308,34. Това са дружествата „Оранжеви Петров дол“ ООД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Белла България“ АД, „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД и УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора. Това са шестте дружества, които не получават премия.

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 за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 38, ал. 1 и ал. 3 и чл. 44а от Наредба № 1 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 15.12.2021 г., 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 15.12.2021 г., на което да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браниови 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.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Благодаря, г-н Александров. Колеги, имате думата.

В. Владимиров:

Имам молба към г-н Александров. Имаше едни обобщаващи таблички, помощни. Знам, че сега е по-сложно сигурно да бъдат изработени, но ако имате готовност за това нещо просто до общественото обсъждане ще ни даде малко по-голяма яснота.

И. Александров:

Ще ги получите.

В. Владимиров:

Помагат ми на мен много. Благодаря!

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Г-н Александров, просто на всеки член на Комисията да бъде раздадена по една от тези сравнителни таблици. За момента, колеги, те ще бъдат за ползване само от нас.

Говори се без микрофон

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Не, не. Аз не говоря... Най-малко ти. Аз имам две корекции в проекта на решение. В проекта на решение не се отбелязват датите на откритото и на общественото обсъждане. Те се насрочват по време на заседанието. Затова т. 4 да звучи така:

4. *Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени...* Нататък си следва.

И в т. 5:

5. *Да насрочи общественото обсъждане на проекта на решение, на което да бъдат поканени...*

Сега всъщност, със съгласието, защото може да има възражение на колегите, но ако има съгласие от тяхна страна, аз ще насроча тези две заседания. Не че ще бъдат различно, но не се прави от работната група това предложение. Това единствено да бъде изчистено. Колеги, ако няма други изказвания и забележки, тогава по т. 1, както вечер казах, насрочвам откритото заседание на 15.12.2021 г. от 10:45 часа. По т. 5 насрочвам общественото обсъждане на същата дата 15.12.2021 г. от 11:15 часа. На следващо място, което е важно за протокола да се запише, срокът за представяне на становищата ще изтече в 17:00 часа на 29.12.2021 г., тъй като в този случай трябва да бъде спазен 14-дневния срок, който се дава след проведено обществено обсъждане. Насрочвам закрито заседание за финално решение за 01.01.2022 г. от 14:00 часа. Колеги, с тези две корекции, които отбелязах и с допълненията, които направих по т. 4 и т. 5 предлагам да преминем към гласуване.

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,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г. 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;

2. Открива 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. Приема проект на решение 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;

4. Насрочва открито заседание на 15.12.2021 г. от 10:45 часа, 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. Насрочва общественото обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 11:15 часа, 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; Срок за представяне на становища до 17:00 часа на 29.12.2021 г.

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.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно **изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.**

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила цени на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика“ за регулаторния/ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Според чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия, цените за достъп и/или пренос до/през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи и цената и/или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсирание на невъзстановяемите разходи и на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото, по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като: изменя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, както и количеството електрическа енергия на обществения доставчик, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители, при съобразяване с енергийния баланс с цел осигуряване на максимална защита на интересите на крайните клиенти и при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Аналогична на чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

КЕВР е уведомена от енергийни дружества за настъпили по време на действащия ценови период обективни фактори, които обуславят повишаване на разходите, формиращи прилаганите от тях цени на електрическата енергия, а именно:

С писма с вх. № Е-13-01-34 от 01.10.2021 г., вх. № Е-13-01-38 от 18.10.2021 г. и вх. № Е-13-01-42 от 30.11.2021 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) е уведомило КЕВР за повишените си разходи за закупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД поради това, че цените на квотите за въглеродни емисии са по-високи спрямо заложените в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР. Дружеството посочва, че в това решение разходите му за изкупуване на електрическа енергия от тези две централи са формирани при цена за закупуване на квоти за въглеродни емисии от 51,00 €/тон, а към момента е отчетена средна цена на квотите за въглеродни емисии за първите три месеца от регулаторния

период в размер над 60,00 €/тон, като очакваната тенденция е покачването да продължи. НЕК ЕАД посочва също, че от началото на регулаторния период е отчетено по-голямо потребление на крайните снабдители с около 12% спрямо предвидените количества в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, като дружеството очаква до 30.06.2022 г. потреблението на крайните снабдители да достигне 12 237 999 MWh или увеличение с 1 253 278 MWh. В тази връзка НЕК ЕАД пояснява, че осигурява необходимите допълнителни количества за регулирания пазар от централите с дългосрочни договори, което ще доведе до промяна на структурата на закупената електрическа енергия и цената за крайните снабдители няма да покрива направените разходи. Общественият доставчик обръща внимание, че в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР определените прогнозни количества за изкупуване от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са минималните количества по сключените споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ). В тази връзка посочва, че ниската натовареност на централите води до по-малки количества електрическа енергия за предлагане на свободния пазар, съответно намалява количествата енергия, които могат да бъдат прехвърлени към микса на крайните снабдители и компенсирани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда). Счита също, че липсва механизъм за такова прехвърляне на енергия между двата пазара.

С писмо с вх. № Е-13-12-15 от 09.11.2021 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че постигнатата цена на закупените квоти за въглеродни емисии от началото на регулаторния период до 31.10.2021 г. е в размер на 59,49048 €/тон или с 8,49048 €/тон по-висока от признатата в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена от 51,00 €/тон, което води до над 8 млн. лв. повече разходи за квоти за въглеродни емисии в сравнение с утвърдените му за регулаторния период.

С писма с вх. № Е-13-47-36 от 01.12.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-47-36 от 26.11.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и вх. № Е-13-47-36 от 02.12.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД крайните снабдители са предоставили отчетни данни за закупените от обществения доставчик количества електрическа енергия за периода от 01.07.2021 г. до 30.11.2021 г., както и актуализирани прогнозни данни за необходимите им количества за периода от 01.12.2021 г. до 30.06.2022 г., от които е видно повишаване на количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар.

С писма с вх. № Е-13-41-66 от 13.10.2021 г. и вх. № Е-13-41-66 от 01.11.2021 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), вх. № Е-13-262-109 от 12.10.2021 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-301-6 от 22.10.2021 г. и вх. № Е-13-301-7 от 25.10.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Варна“ ЕАД, както и с вх. № Е-13-301-8 от 05.11.2021 г. и вх. № Е-13-301-10 от 25.11.2021 г., подадени от ЕСО ЕАД, „ЧЕЗ България“ ЕАД, „ЕВН България“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Варна“ ЕАД, Комисията е уведомена, че разходите на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните загуби са се увеличили значително поради повишаване на цените на електрическата енергия на пазара ден напред и не съответстват на прогнозираните разходи за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. при постановяване на Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР.

Предвид изложеното и с оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, е направен анализ на ценообразуващи елементи на цените на електрическата енергия, а именно: изменението на 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, на изменението на 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, както и на изменението определените количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар

за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. спрямо прогнозираните от обществения доставчик и крайните снабдители за оставащия срок от периода, както следва:

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 ценообразуващият 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 прогнозна 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 – независим преносен оператор и оператори на електроразпределителни мрежи, на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-27 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 групите: независим преносен оператор – 124,85 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 131,27 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 125,07 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 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 – за м. декември, които от началото на месеца се движат около 249,00 €/MWh, се очаква цената 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., фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) са на нива от 232,80 €/MWh, а за второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022) – от 125,50 €/MWh, т.е. за първото полугодие на 2022 г. – 179,15 €/MWh (350,39 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите 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-27 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 за базов товар, 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 €/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 €/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 фючърските 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. 376, 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 съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде, както следва:

- Независим преносен оператор – 307,79 лв./MWh;
- Оператори на електроразпределителни мрежи – 323,63 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 308,34 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 274,96 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 282,92 лв./MWh;

- Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 283,48 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 294,36 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението 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 в размер на 147%, 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.

2. Прогнозни разходи за квоти за въглеродни емисии

За целите на ценообразуването по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на цените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, които от своя страна формират разходи във връзка с цената на НЕК ЕАД и цената за задължения към обществото, КЕВР е остойностила прогнозните разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии по цена от 51,00 €/тон. Вземането предвид на средната стойност на отчетената цена за закупуване на квоти за въглеродни емисии на ЕЕХ за периода 01.07.2021 г. – 30.11.2021 г. и прогнозата за оставащия срок до края на регулаторния/ценовия период, води до определяне на цена от около 70,00 €/тон във връзка с остойностяването на прогнозните разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии. 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.

3. Количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар

За целите на ценообразуването по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., КЕВР е определила количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар, за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 384 908 MWh, за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 3 897 686 MWh, за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 701 200 MWh и за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 927 MWh или общо в размер на 10 984 721 MWh. За оставащия срок от ценовия период крайните снабдители с електрическа енергия са направили прогноза за необходимите количества електрическа енергия за покриване на потреблението на регулирания пазар, както следва: за „ЧЕЗ Електро България“ АД – 4 613 576 MWh, за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 4 082 327 MWh, за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – 2 887 000 MWh и за „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 992 MWh или общо в размер на 11 583 895 MWh. В допълнение, общественият доставчик е посочил, че до края на ценовия период необходимите количества електрическа енергия за регулирания пазар са в размер на 11 962 115 MWh.

Предвид горното, необходимото количество електрическа енергия, което общественият доставчик следва да осигури на крайните снабдители за покриване на

потреблението на регулирания пазар до края на срока на ценовия период, е в размер на 11 583 895 MWh, което представлява увеличение с 599 174 MWh спрямо това по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3 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 и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Посочените по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар, прогнозни разходи за квоти за въглеродни емисии и количествата електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на регулирания пазар, се отразяват на цените на електрическата енергия, както следва:

I. РАЗПОЛАГАЕМОСТ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ, КАКТО И КОЛИЧЕСТВО ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, В СЪОТВЕТСТВИЕ С КОИТО ОБЩЕСТВЕНИЙТ ДОСТАВЧИК ДА СКЛЮЧВА СДЕЛКИ С КРАЙНИТЕ СНАБДИТЕЛИ

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. КЕВР е определила за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, както и количество електрическа енергия, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както следва:

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производители – собственост на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	Производители от възобновяеми източници	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.21	74 304	223 200	84 932	163 200	158 320	180	19 723	723 858
авг.21	83 843	223 200	84 932	163 200	158 320	183	18 535	732 213
сеп.21	51 444	180 000	82 192	94 000	253 600	189	15 892	677 316
окт.21	35 601	44 700	85 046	307 600	292 900	198	9 597	775 642
ное.21	102 315	288 000	82 192	170 000	324 000	535	4 973	972 014
дек.21	99 422	461 280	84 932	312 000	322 000	577	3 811	1 284 022
яну.22	96 430	483 600	84 932	316 880	387 500	587	11 884	1 381 812
фев.22	82 443	369 600	76 712	232 400	319 600	562	13 848	1 095 164
мар.22	122 835	222 900	84 817	282 060	297 200	560	19 324	1 029 697
апр.22	151 413	178 880	82 192	201 000	208 800	548	25 363	848 196

май.22	198 584	44 640	84 932	203 200	215 760	223	24 137	771 476
юни.22	30 050	180 000	82 192	174 355	202 100	69	24 545	693 311
юли 2021-юни 2022	1 128 684	2 900 000	1 000 000	2 619 895	3 140 100	4 410	191 632	10 984 721

Според посоченото решение на КЕВР, от горните 10 984 721 MWh общественият доставчик следва да осигури за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители количества електрическа енергия: 4 384 908 MWh за „ЧЕЗ Електро България“ АД, 3 897 686 MWh за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, 2 701 200 MWh за „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и 927 MWh за „ЕСП Златни пясъци“ ООД.

С писма с вх. № Е-13-47-36 от 01.12.2021 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-47-36 от 26.11.2021 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и вх. № Е-13-47-36 от 02.12.2021 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД крайните снабдители са предоставили отчетни данни за закупените от обществения доставчик количества електрическа енергия за периода от 01.07.2021 г. до 30.11.2021 г., както и актуализирани прогнозни данни за необходимите им количества за периода от 01.12.2021 г. до 30.06.2022 г.

Предвид заявените от крайните снабдители отчетни данни за периода от 01.07.2021 г. до 30.11.2021 г. на количествата електрическа енергия, доставени на крайните клиенти, както и за прогнозни количества електрическа енергия, необходими им за покриване на потреблението на регулирания пазар за оставащия срок на ценовия период, изменените количества електрическа енергия, които общественият доставчик следва да осигури за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, без включени количества за обмен със съседни електроразпределителни дружества, са както следва:

Актуализирани прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители

	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли 2021 г.	303 238	301 804	199 385	183	804 610
август 2021 г.	293 617	307 085	192 770	245	793 717
септември 2021 г.	279 871	252 821	157 686	82	690 460
октомври 2021 г.	431 983	334 997	237 466	48	1 004 494
ноември 2021 г.	445 307	378 339	266 170	50	1 089 866
декември 2021 г.	515 703	460 993	332 103	74	1 308 873
януари 2022 г.	527 591	489 322	346 940	68	1 363 921
февруари 2022 г.	424 641	391 990	294 205	57	1 110 893
март 2022 г.	434 425	367 409	288 488	52	1 090 374
април 2022 г.	371 493	290 040	230 429	50	892 012
май 2022 г.	312 319	256 793	177 424	39	746 575
юни 2022 г.	273 388	250 734	163 935	44	688 101
07.2021 г. – 06.2022 г.	4 613 576	4 082 327	2 887 000	992	11 583 895

Предвид горното е необходимо да се изменят определения за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, както и количества електрическа енергия, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители, при отчитане на количеството електрическа енергия, което ще реализира на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че определения на производителите разполагаемост за производство и количества електрическа енергия са обвързани с цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, поради което периодите, за които се определя разполагаемост и количества електрическа енергия, съответно се утвърждават цени, следва да съвпадат.

Оперативните данни на ЕСО ЕАД за производството на електрическа енергия за периода 01.01.2021 г. – 05.12.2021 г. спрямо 01.01.2020 г. – 05.12.2020 г. показват, че произведените количества електрическа енергия се увеличават от 37 534 275 MWh на 43 432 564 MWh, което се дължи основно на повишеното търсене в региона, съответно повишения износ, предвид високите ценови нива на съседните борси. Това е индикатор, че възможностите за осигуряване на допълнителни количества за нуждите на регулирания пазар са силно ограничени, тъй като повечето производствени мощности работят с пълния си капацитет. Същевременно, производителите със сключени споразумения за изкупуване на енергия – „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, които са важен участник в балансирането на електроенергийната система, са ниско натоварени в годишен план (в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР определения прогнозни количества за изкупуване от двете централи са минималните количества по сключените СИЕ), поради специфичния начин, по който се възстановяват разходите на обществения доставчик за закупуване на енергия от тези централи, а именно до размера на определеното от Комисията количество електрическа енергия за регулирания пазар. Това създава сериозни рискове за ефективното и сигурно управление на електроенергийната система от електропреносния оператор, който ще разполага с ограничен набор от мощности за регулиране. От друга страна, обезпечаването на допълнителни количества за покриване на потреблението на крайните снабдители извън „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД ще повлияе крайно негативно на работата на свободния пазар, тъй като на практика ще доведе до ограничаване на предлаганите количества. В допълнение, НЕК ЕАД в писмо с вх. № Е-13-01-42 от 30.11.2021 г. излага факти и обстоятелства, от които е видно, че общественият доставчик към момента покрива по-високото потребление на клиентите на регулирания пазар чрез допълнителни количества от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

Горните специфики на функционирането на електроенергийната система и гарантирането на сигурността на доставките обосновават необходимостта допълнителните количества електрическа енергия за регулирания пазар да бъдат осигурени от производителите със споразумения за изкупуване на енергия – „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД. В тази връзка изменените разполагаемост и количества електрическа енергия на производителите са, както следва:

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 529 861	2 823 889	705 972
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 000 000	3 535 280	1 464 720
3	производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност, в т.ч. малки ВЕЦ, под 500 kW	212 924	191 631	21 292
4	Топлофикационни и заводски централи	4 410	4 410	0

5	Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	8 747 195	6 555 211	2 191 985
6	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	2 900 000	0
7	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	1 128 684	2 106 350
9	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	1 000 000	0
10	Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД	15 882 229	11 583 895	4 298 334

Горните разполагаемост и количества електрическа енергия на производителите, от които общественят доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественят доставчик да сключва сделки с крайните снабдители, разпределени по месеци, така, както изисква чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ и при отразяване на отчетените такива за периода от 01.07.2021 г. до 30.11.2021 г., са както следва:

Актуализирани прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. за закупуване от общественя доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайните снабдители								
	Производител и в състава на НЕК ЕАД	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	ТЕЦ "Марица изток 2" ЕАД	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	ВЕИ	ОБЩО
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли.21	62 286	223 200	100 440	203 200	185 062	89	30 333	804 610
авг.21	82 283	223 200	95 976	188 200	175 320	148	28 589	793 717
сеп.21	55 070	180 000	82 080	94 000	256 598	128	22 583	690 460
окт.21	47 375	44 700	84 930	390 660	421 412	142	15 275	1 004 494
ное.21	103 285	288 000	82 080	237 221	369 057	356	9 868	1 089 866
дек.21	99 319	461 280	84 932	286 819	374 012	700	1 811	1 308 873
яну.22	98 038	483 600	84 932	284 718	405 000	750	6 884	1 363 921
фев.22	82 683	369 600	76 712	152 400	420 000	650	8 848	1 110 893
мар.22	119 575	222 900	84 817	310 150	340 000	607	12 324	1 090 374
апр.22	150 909	178 880	82 192	209 120	255 000	548	15 363	892 012
май.22	143 017	44 640	84 932	234 626	220 000	223	19 137	746 575
юни.22	84 843	180 000	55 978	232 775	113 820	69	20 616	688 101
юли 2021- юни2022	1 128 684	2 900 000	1 000 000	2 823 889	3 535 281	4 410	191 632	11 583 895

II. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., в частта по т. II.3.2., КЕВР е утвърдила цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в размер на 108,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при

ценообразуващи елементи: необходимими годишни приходи – 1 190 414 хил. лв. и количество електрическа енергия – 10 984 721 MWh.

Предвид обстоятелството, че прогнозните количества електрическа енергия за осигуряване на клиентите на крайните снабдители са с 599 174 MWh повече спрямо прогнозираните в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, следва да се промени структурата на микса на обществения доставчик.

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

- 11 583 895 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;
- 4 298 334 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД, са представени в таблицата по-долу:

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	270 700	270,70
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 235 034	269 899	83,43
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	3 529 861	1 179 124	334,04
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 000 000	1 330 543	266,11
6	Производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	2 108	477,96
7	производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW	212 924	71 905	337,70
8	Средна покупна цена на обществения доставчик	15 882 229	3 283 807	206,76

Разходите за електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW са запазени на нивата, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са в съответствие с доклад с вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г.

Разходите за електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени въз основа на елементите, заложиени във финансовите модели към сключените СИЕ, като разходите на двете централи за закупуване на квоти за въглеродни емисии са остойностени по цена от 70,00 €/тон. Посочената цена на квотите за въглеродни емисии отразява средната стойност на отчетената такава на ЕЕХ за периода 01.07.2021 г. – 30.11.2021 г. и прогноза за оставащия срок до края на регулаторния период.

Разходите за електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД във връзка със Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката, издадена на основание чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ, са определени въз основа на изчислената в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цена на дружеството с включени разходи за квоти за въглеродни емисии, остойностени по цена от 70,00 €/тон.

Предвид горното, стойностите на ценообразуващите елементи са представени в следващата таблица:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	Изменени стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	6 501 789	6 501 789
2	Променливи разходи, в т.ч.:	хил.лв.	1 115 651	1 439 890
2.1.	Гориво за производство, консумативи, други променливи разходи	хил.лв.	245 324	245 324
2.2.	Разходи за квоти за въглеродни емисии	хил.лв.	870 327	1 194 566
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	249 164	249 164
4	Възвръщаемост	хил. лв.	70 998	70 998
5	Необходими годишни приходи	хил. лв.	1 435 812	1 760 052
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	220,83	270,70

Във връзка с изложеното по-горе, формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите, е представено в следващата таблица:

Формиране на миксовата цена за енергия за клиентите на регулирания пазар				
	ПОЗИЦИЯ	Регулиран пазар		Средна цена на енергията за регулиран пазар, след компенсиране от ФСЕС
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	2 900 000	159 529	55,01
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	126 620	126,62
3	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	1 128 684	94 166	83,43
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 823 889	357 561	126,62
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 535 280	447 637	126,62
6	Производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 500 kW	4 410	1 360	308,34
7	Производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW	191 631	40 638	212,06
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	11 583 895	1 227 511	105,97
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			5,34
10	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите (p.8+p.9)			111,31

Стойността на компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ не се променя спрямо утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

Прогнозните пазарни цени на производителите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са изчислени съгласно раздел IIIa от НРЦЕЕ.

Разходите на обществения доставчик за електрическа енергия от производители от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW са изчислени, като общите разходи по преференциална цена са намалени със стойността на компенсацията от ФСЕС за изкупените количества електрическа енергия от производители, чиято преференциална цена е по-висока от определената прогнозна пазарна цена за съответната група по чл. 37б, ал. 2 от НРЦЕЕ. Използваните данни са на годишна база и са представени в следващата таблица:

Група производители	Количество, MWh	Разходи по преференциална цена, хил. лв.	Компенсация от ФСЕС	Средна цена
ФЕЦ	150 771,200	59 375	24 766	229,55
ВтЕЦ	7 980,886	1 276	0,00	159,83
ВЕЦ	42 843,626	5 933	0,00	138,49
БиоЕЦ	11 328,148	5 321	1 986	294,36
ОБЩО	212 923,860	71 905	26 752	212,06

Прогнозната пазарна цена на производителите със сключени СИЕ и на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД по отношение на количествата за изпълнение на Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката за количествата електрическа енергия, предназначена за регулирания пазар, е запазена на нивото, определено за целите на ценообразуването по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдителите, следва да бъде в размер на 111,31 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 5,34 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 289 403 хил. лв. и енергия – 11 583 895 MWh.

III. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г. – чл. 36б от ЗЕ.

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. КЕВР е утвърдила за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. цена за задължения към обществото в размер на 7,18 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от ФСЕС. Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;
- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще изкупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;
- некомпенсирани през предходни периоди разходи на обществения доставчик, произтичащи от задължения към обществото;

– разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (обн. ДВ, бр. 12 от 2021 г., ННТРЕВИ);

– разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със СИЕ.

Описаните по-горе факти и обстоятелства, свързани с увеличените цени на квотите за въглеродни емисии и изменението на прогнозната пазарна цена, водят до изменение на разходите на ФСЕС, спрямо утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.

Определените по-високи пазарни цени за групите производители по раздел IIIа от НРЦЕЕ водят до намаляване на разходите на ФСЕС за предоставяне на премии.

Количествата от производителите от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, както и разходите за предоставяне на премии на тези производители, са представени в следващата таблица:

Производители с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW подлежащи на компенсиране от ФСЕС		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MWt	-	-	283,48	-
2	ФТЕЦ	1 023 008	535 040	274,96	253 754
3	ВяЕЦ	-	-	282,92	-
4	Биомаса	192 426	82 818	294,36	26 176
5	Общо ВЕИ ≥ 500 kW	1 215 434	617 858	278,03	279 929

Разходите на ФСЕС за компенсация на обществения доставчик за електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW са изчислени само върху количествата електрическа енергия от производители, чиято преференциална цена е по-висока от определената прогнозна пазарна цена за съответната група по чл. 37б, ал. 2 от НРЦЕЕ, и са представени в следващата таблица:

Производители с обща инсталирана мощност под 500 kW, за които общественият доставчик подлежи на компенсиране от ФСЕС		Количества	Средства за компенсиране
		MWh	хил. лв.
1	ВЕЦ	-	-
2	ФТЕЦ	85 728	24 766
3	ВяЕЦ	-	-
4	Биомаса	11 328	1 986
5	Общо ВЕИ < 500 kW	97 056	26 752

Разходите за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са представени по-долу. Те са изчислени само върху количествата електрическа енергия от производители, чиято преференциална цена е по-висока от определената прогнозна пазарна цена за съответната група по чл. 37б, ал. 2 от НРЦЕЕ, и са представени в следващата таблица:

Производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	Количества, MWh	Количества, за които се дължат премии, MWh	Средства за компенсиране, хил. лв.
--	-----------------	--	------------------------------------

1	Производители с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW	3 082 545	3 054 331	388 236
2	Производители с обща инсталирана мощност под 500 kW	4 410	3 315	787
3	ОБЩО	3 086 955	3 057 647	389 023

Разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия от производителите със сключени СИЕ и тези във връзка със Заповед № Е-РД-16-479 от 25.06.2021 г. на министъра на енергетиката, които следва да бъдат компенсирани от ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена. Пазарната цена на тази група производители за регулирания пазар е запазена на нивото, определено за целите на ценообразуването по Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, като е актуализирано само за количествата от тези производители, реализирани на борсовия пазар.

		Количество електрическа енергия, MWh	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена, хил. лв.	Некомпенсиран разход на обществения доставчик, хил. лв.
1.	„Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 529 861	1 179 124	601 198
1.1.	Регулиран пазар	2 823 889	943 299	585 738
1.2.	Свободен пазар	705 972	235 825	15 459
2.	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 000 000	1 330 543	493 131
2.1.	Регулиран пазар	3 535 280	940 768	493 131
2.2.	Свободен пазар	1 464 720	389 775	-
3.	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 000 000	270 700	144 080
3.1.	Регулиран пазар	1 000 000	270 700	144 080
3.2.	Свободен пазар	-	-	-
4.	ОБЩО			1 238 409

Допълнителните разходи на ФСЕС са представени в следващата таблица:

Разпределение на средствата от приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“			хил. лв.
1	Средства, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. за компенсиране на разходи на обществения доставчик по чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ през предходния регулаторен период, както и на допълнителни разходи/намалени приходи на ФСЕС през предходния регулаторен период, както и за некомпенсирани разходи на обществения доставчик във връзка с искане по чл. 35, ал. 2, т. 2 от ЗЕ на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за количествата електрическа енергия, предоставени на обществения доставчик за нуждите на регулирания пазар, произтичащи от заповеди на министъра на енергетиката. Компенсацията е изчислена при съобразяване на количествата електрическа енергия по Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. и Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г.		222 050
2	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ.		125 483
3	Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-30 от 28.07.2021 г. на КЕВР, Решение № Ц-42 от 06.12.2021 г. на КЕВР и Решение № Ц-43 от 06.12.2021 г. на КЕВР.		19 566

4	Некомпенсирани разходи на общественя доставчик във връзка с искане пред НЕК ЕАД за възстановяване на недовзета помощ по ННТРЕВИ във връзка с писмо № Е-ДП-45-1 от 29.10.2021 г. от Министерство на енергетиката.	149
---	--	-----

Във връзка с изложените по-горе данни общият размер на разходите на ФСЕС е в размер на 2 301 361 хил. лв. на годишна база.

Прогнозните приходи на Фонда за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. са актуализирани на 2 574 691 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по Закона за енергията от възобновяеми източници и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти въглеродни емисии за регулаторния/ценови период е оценен на 2 076 861 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за въглеродни емисии, които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (ЕЕХ) и постигнатите към настоящия момент цени и прогноза до края на периода. Въз основа на прогнозата за настоящия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 502 859 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ. С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР към приходите на ФСЕС са добавени и 144 000 хил. лв., представляващи натрупан излишък към 30.06.2021 г. в резултат на спестени средства от предвидените за компенсации суми на производители от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с инсталирана мощност над 1 MW, както и по-високи приходи, получени от търговете на квоти за въглеродни емисии.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Формирането на цената за задължения към обществото е представено по-долу:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил.лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	„Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	33 132 000	0	0,00
1.1.	Некомпенсирани разходи за „Ей И Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	33 132 000	601 198	18,15
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-601 198	-18,15
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	33 132 000	0	0,00
2.1.	Некомпенсирани разходи за „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	33 132 000	493 131	14,88
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-493 131	-14,88
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	33 132 000	0	0,00
3.1.	Некомпенсирани разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	33 132 000	144 080	4,35
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-144 080	-4,35
4	ВЕИ	33 132 000	0	0,00
4.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 132 000	306 681	9,26
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-306 681	-9,26
5	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 132 000	0	0,00
5.1.	Некомпенсирани разходи за централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 132 000	389 023	11,74
5.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-389 023	-11,74
6	Допълнителни разходи	33 132 000	0	0,00
6.1.	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсации, представени по-горе	33 132 000	367 248	11,08

6.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 132 000	-367 248	-11,08
7	Общо разходи на ФСЕС	33 132 000	2 301 361	69,46
8	Общо приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото	33 132 000	-2 301 361	-69,46
9	ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО	33 132 000	0	0,00

Видно от изложеното по-горе приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б от ЗЕ, които Фондът следва да извърши. Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

Предвид гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. цена за задължения към обществото от 7,18 лв./MWh, без ДДС, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да бъде в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

IV. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.4., Комисията е утвърдила на ЕСО ЕАД цени, както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,49 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 819 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,42 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 83 154 хил. лв. и количества електрическа енергия 34 432 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,40 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 15 944 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 950 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,48 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 370 818 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 32 315 000 MWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на дружеството прогнозна пазарна цена, както и на цената за задължения към обществото, води до изменение на признатата стойност на разходите на дружеството за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, свързани с пренос през електропреносната мрежа, които представляват ценообразуващ елемент на цената за пренос през електропреносната мрежа. Промяната на размера на тези разходи води до изменение на необходимия оборотен капитал на дружеството, съответно върху регулаторната база на активите. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала. В тази връзка ценообразуващите елементи, формиращи

цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа се изменят както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	Позиция	Мярка	Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	Изменени стойности
1	2	3	4	5
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	275 066	275 066
2	Възвръщаемост	хил. лв.	42 548	43 087
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	107 869	251 464
4	Компенсация за постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период	хил. лв.	3 335	3 335
6	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-16 000	-16 000
7	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-42 000	-42 000
8	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	370 818	514 952
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	32 315 000	32 315 000
10	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	11,48	15,94

Във връзка с гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,48 лв./MWh, без ДДС, следва да бъде в размер на 15,94 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 514 952 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната – 32 315 000 MWh. Останалите цени на ЕСО ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, не се изменят.

V. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

С Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5, Комисията е утвърдила на електроразпределителните дружества:

На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 346 766 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 9 306 039 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01076 лв./kWh, без ДДС;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03636 лв./kWh, без ДДС;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02151 лв./kW/ден, без ДДС;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh, без ДДС.

На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 326 766 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 8 637 854 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00994 лв./kWh, без ДДС;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03783 лв./kWh, без ДДС;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02060 лв./kW/ден, без ДДС;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh, без ДДС.

На „Електроразпределение Север“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 218 059 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01312 лв./kWh, без ДДС;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03583 лв./kWh, без ДДС;
- цена за достъп небитови клиенти – 0,02073 лв./kW/ден, без ДДС;
- цена за достъп битови клиенти – 0,00885 лв./kWh, без ДДС.

На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за първата ценова година от шестия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 3 673 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 49 907 MWh, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh, без ДДС;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,06035 лв./kWh, без ДДС.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на електроразпределителните дружества прогнозна пазарна цена, на цената за задължения към обществото и на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа води до изменение на признатата стойност на разходите на дружествата за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия, които представляват ценообразуващ елемент на цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи. Промяната на тези разходи води до изменение на размера на необходимия оборотен капитал на електроразпределителните дружества. съответно на регулаторната база на активите. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала.

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на електроразпределителните дружества, се изменят както следва:

1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	130 229	130 229
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	114 856	257 948
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	72 118	72 118
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	650 254	668 140
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	514 158	514 158
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	105 460	105 460
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	30 636	48 522

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД			
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	5,74%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	37 325	38 351
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 8 940	- 8 940
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 178	1 178
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	346 766	490 885
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	9 306 039	9 306 039

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2., цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД следва да бъдат в размер:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01502 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,05584 лв./kWh,
- останалите цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2., не следва да бъдат изменени.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 490 885 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 9 306 039 MWh.

2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

„Електроразпределение Юг“ ЕАД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	125 171	125 171
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	106 609	239 427
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	66 606	66 606
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	628 214	644 816
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	492 035	492 035
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 206	107 206
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	28 973	45 575
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	36 059	37 012
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-8 502	-8 502
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	822	822
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	326 766	460 536
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	8 637 854	8 637 854

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД следва да бъдат в размер:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01424 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,05756 лв./kWh;

– останалите цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.3., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 460 536 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 8 637 854 MWh.

3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

„Електроразпределение Север“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	100 245	100 245
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	77 636	174 357
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	41 486	41 486
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	261 731	273 822
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	191 363	191 363
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	48 133	48 133
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	22 235	34 325
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	15 023	15 717
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	-15 102	-15 102
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-1 230	-1 230
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	218 059	315 474
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	5 490 283	5 490 283

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, следва да бъдат в размер:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01833 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,05755 лв./kWh;

– останалите цени на „Електроразпределение Север“ АД, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4., не следва да бъдат изменяни.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 315 474 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 490 283 MWh.

4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД			
		Стойности на ценообразуващите елементи, съгласно Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г.	Изменени стойности
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	1 701	1 701
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	400	898
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	240	240
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	1 867	1 929
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	1 351	1 351
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	253	253
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	263	325
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%	5,74%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (p.4*p.5)	107	111
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	1 252	1 252
8	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-27	-27
9	Необходими годишни приходи, хил. лв. (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8)	3 673	4 175
10	Количество електрическа енергия за разпределение, MWh	49 907	49 907

В резултат на гореизложеното, утвърдените с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5., цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД следва да бъдат в размер:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07040 лв./kWh,
- утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5., цена за достъп не следва да бъде изменяна.

Необходими годишни приходи за първата ценова година от шестия регулаторен период – 4 175 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 49 907 MWh.

VI. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

Изменението на утвърдената с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. II.3.2., цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители и на цената за задължения към обществото води до изменение на цените за снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2022 г.
	лв./kWh
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14186
- Нощна	0,06040
2. Една скала	0,14186

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,79 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 549 485 хил. лв.

Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01643 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,05584 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00605 лв./kWh.

2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13961
- Нощна	0,05619
2. Една скала	0,13961

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,79 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 486 212 хил. лв.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01643 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,05756 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00598 лв./kWh.

3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14294
- Нощна	0,05597
2. Една скала	0,14294

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,79 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 343 847 хил. лв.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01643 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,05755 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа за битови клиенти – 0,00885 лв./kWh.

4. „ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.01.2022 г.
	лв./kWh
Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14173
- Нощна	0,05598
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 7,79 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 118 хил. лв.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,01643 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,01325 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,07040 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.01.2022 г. (включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)	
„ЧЕЗ Електро България“ АД	11,22%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	11,26%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	12,32%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	5,23%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	11,51%

Изказвания по т.3.:

П. Младеновски:

Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на Комисията, налагането, причината за изменението на цените на електрическа енергия е обусловено от три основни фактора. Първият фактор: както вече беше докладвано по т. 1 от това заседание, е изменението на прогнозната пазарна цена. По-скоро изменението на пазарната цена, тъй като след него следва изменението и на прогнозната съответно. Както вече Ви съобщих, в доклада е посочено, че изменението е около 146%, а към днешна дата то е над 150%, тъй като стойностите са значително завишени. Втората причина, която налага изменение на цените е (тук не допълних в предходния доклад, а именно за производителите от високоефективно комбинирано производство е и изменението на цените на квотите)...

Доц. д-р И. Н. Иванов:
На?

П. Младеновски:
Квотите.

Доц. д-р И. Н. Иванов:
Да.

П. Младеновски:

... Въглеродните емисии. Използваните стойности в двата доклада от порядъка на 70 евро/MW бяха донякъде актуални към началото на този месец. Вече и те не са актуални, тъй като на търговете проведени на 09 декември се постигна цена от около 85 евро/тон CO₂.

Доц. д-р И. Н. Иванов:
Да. Така е.

П. Младеновски:

Така че тази цена от 70 евро вече не е актуална. Тази цена от 70 евро се получава при отчитане на отчетеното от 01 ноември – 59,39 евро/тон – средна цена и една прогноза до края на периода от порядъка на между 70 и 80 евро. В случая, ако трябва да се

актуализират цените, актуалната цена на CO₂ квотите, средна цена за целия ценови период (юли-юни) би следвало да е от порядъка около 78-79, до 80 евро. Говоря за средна цена при отчитане на тези последни цени и прогнозата на анализаторите, че много скоро, още в началото на следващата година въглеродните квоти ще преминат границата от 90 евро. Още повече не съм гледал календара за следващата година, но обикновено при търговете в началото на годината се спират търговете, така че януари имаме едно спокойствие и вече след това, когато се проведе първият търг, цената обикновено...

Доц. д-р И. Н. Иванов:
Нараства.

П. Младеновски:

...Нараства значително, спрямо отчетената към настоящия момент. Третата причина, която налага изменението на цените на електрическата енергия са сигналите от страна на НЕК ЕАД относно значително повишение на количествата, които крайните снабдителни купуват за задоволяване потреблението на своите клиенти на регулирания пазар. В тази връзка следва да се направи една актуализирана прогноза относно потреблението, каквато е изисквана от крайните снабдителни. Вие си спомняте, че обикновено всяка година се получават подобни проблеми (не в такъв обем), но винаги има повишено потребление на регулирания пазар, което обикновено се тушира към края на първото тримесечие с една допълнителна квота със заповед на министъра от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В настоящия момент не сме в такава ситуация, ситуацията е различна и би следвало да се актуализира квотата на обществения доставчик, която предоставя за крайните снабдителни, в противен случай има опасения енергията, която изкупува НЕК ЕАД да не стигне за основната му дейност, а именно задоволяване потреблението на регулиран пазар. Тези три фактора, съвместното им влияние, какво оказва върху пазара и върху енергийната система като цяло? Влиянието на тези три фактора разбалансира, дебалансира енергийния пазар - и регулиран, и свободен. Какво имам предвид? Предвид определената по-ниска цена и съответно завишената стойност на премиите част от производителите надвземат средства, които след това Комисията няма механизъм, по който може да ги върне във Фонда. В същото време мрежовите оператори генерират огромни загуби, т.е. генерират недовзет приход, който дори да се абстрахираме, че се нарушава както финансовото състояние, така и инвестиционни, ремонтни програми и т.н., което води до невъзможност за нормалното функциониране на операторите. Дори и да се абстрахираме от този факт, факт е, че съгласно разпоредбите на Наредба № 3 този недовзет приход би следвало да се компенсира в края на ценовия период от Комисията, т.е. задължението остава. Както казах, сметката трябва да се плати на края на периода. Имаме едни средства, които се надвземат, други средства, които са недовзети, но трябва да се компенсират, а в същото време надвзетите не могат да се върнат обратно. Този дисбаланс именно се урежда с това решение, като се намаляват премиите на производителите във връзка с по-високата цена на пазара, а за мрежовите компании, които закупуват електрическа енергия, в това число са ЕРП-та и ЕСО, които закупуват електрическа енергия за технологични разходи се вдига цената, като това води до увеличение на крайната цена. Недостигът в Националната електрическа компания за регулирания пазар е покрит чрез допълнителна квота от двете американски централи „ТЕЦ Марица изток 1“ и „ТЕЦ Марица изток 2“, тъй като по този начин голяма част от енергията определена за свободен пазар вече е продадена, предвид голямото търсене на свободния пазар. По този начин чрез увеличаване на количеството над минималното по договорите с двете американски централи е постигната и съответно по-ниска цена. Под по-ниска цена имам предвид, по-ниска цена, когато се отразят квотите от 70 евро, с които сме работили, а не от старата по-ниска цена. Така в изменения ценови микс е увеличена цената на микса на НЕК ЕАД от 108 (по която продава на крайните снабдителни) на 111, 31 лв.

Доц. д-р И. Н. Иванов:
А беше?

П. Младеновски:
108, 43.

Доц. д-р И. Н. Иванов:
Да, така е.

П. Младеновски:

По отношение на цената за задължения към обществото. В таблиците подробно... Тук нещо искам да добавя и за микса на НЕК... Както виждате, производителите от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност под 500 kW са включени в микса с цена 212,06 лв., която е по-ниска от средната пазарна цена. В момента, когато пазарната цена е по-висока от доста от преференциалните цени, тази цена е изчислена, като всички възобновяеми източници, които са с по-висока цена са вкарани с прогнозната пазарна цена, тъй като разликата се покрива от Фонда чрез премии, въпреки че те нямат премии, тези под 500 kW.

Доц. д-р И. Н. Иванов:
Нямат.

П. Младеновски:

А за останалите е изчислено, като средно претеглена цена, тъй като имаме голяма част от възобновяеми източници под 500 kW дори и на 112 лв., като по този начин те спомагат за намаляване на цената на микса на регулирания пазар. Тук имаме вече обратното действие. Винаги сме свикнали, че възобновяемите източници...

Доц. д-р И. Н. Иванов:
Повишават цената на...

П. Младеновски:

...Водят до увеличени цени. В случая наличието на възобновяеми източници, които да се изкупуват все още от крайните снабдителите от обществения доставчик, намаляват цената. Като единствените индексирани цени са на топлофикациите и на възобновяемите източници, като на останалите производители прогнозната пазарна цена, с която влизат в микса, е запазена спрямо утвърдената в Решение № Ц-27. Подробно са описани и в цената за задължения към обществото. Разходите, които Фондът следва да извърши: както виждаме, той няма да предоставя вече премии на ВЕЦ-ве под 10 MW и на вятърни електрически централи, единствено на фотоволтаици и производители от биомаса. Същото е валидно и за производителите под 500 kW, с които Фондът пък компенсира обществения доставчик. Тук има разликата спрямо Решение № Ц-27 е, че е определена различна прогнозна пазарна цена за компенсация на обществения доставчик във връзка с продаваната електрическа енергия на регулиран и на свободен пазар. Както виждате, много е малка компенсацията за реализираните количества на свободния пазар, тъй като при „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД пазарната цена напълно покрива стойността на изкупуваната, съгласно дългосрочните споразумения. За 706 хил./MWh, които ще реализира „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД, общественият доставчик ще получи едва, некомпенсираният разход на обществения доставчик, ще е едва 15 милиона от общо 236 милиона, тъй като единствените компенсации са за произведената електрическа енергия, предназначена за регулирания пазар. Същата схема е запазена и спрямо Ц-27 и при „ТЕЦ Марица изток 2“. Направен е анализ на приходите и разходите на Фонда, като

се вижда, че приходите на Фонда на годишна база (говоря на годишна база, това е много важно да се уточни), надвишават разходите, които следва да извърши с около 300 милиона лева на годишна база.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

На коя страница е г-н Младеновски?

П. Младеновски:

Така че това може да се направи от анализ. Няма посочени цифри, тъй като те варират в зависимост от цената на квотите.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Да. Намерих анализа.

П. Младеновски:

Но може да се... посочени са приходите и са посочени съответно и...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

И разходите са посочени.

П. Младеновски:

...На Фонд сигурност на енергийната система.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Да, да! И разходите. Така е!

П. Младеновски:

В тази връзка няма необходимост да се утвърждава цена за задължения към обществото, която би следвало в този случай да е в размер на нула лева на мегават час.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Нулира се...

П. Младеновски:

В резултата на описаното до момента, а именно промяната на прогнозната пазарна цена, промяната на цената на задължения към обществото, се променя и съответно цените за пренос на електроразпределителните дружества и на ЕСО. Цената за пренос на ЕСО във връзка с тези фактори се променя от общата цена с 37,26%, като цената за пренос става 15, 94 лв. По отношение (подробно са описани) как се променят и цените за пренос на електроразпределителните дружества. Тук искам само да кажа, че тази променена цена за технологичния разход, освен за разходите за технологичен разход, влияе върху оборотния капитал на петте дружества. През оборотния капитал влияе върху регулаторната база на активите, оттам променя и възвръщаемостта на тези дружества, което също е отразено и така, както са описани в доклада се променят цените само за пренос, като цените за достъп на ЕСО и на четирите електроразпределителни дружества остават същите.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Да.

П. Младеновски:

В резултат на изменената цена за задължения към обществото и изменената цена на обществения доставчик се променят и цените на крайните снабдителите, така както подробно са описани и в представения Ви доклад.

В тази връзка и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3, и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за енергетиката, чл. 40. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да открие производство за изменение на разполагаемостта/количествата и цените, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6., което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:
 - 2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. I и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия – 15.12.2021 г.;
 - 2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;
 - 2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цени на електрическата енергия – 01.01.2022 г.
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, бранишови 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.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Благодаря, г-н Младеновски! Колеги, имате думата за изказване. Това, което е отбелязано в доклада, но г-н Младеновски не го спомена, е непосредствено преди проекта на решение, че средно претегленото изменение на цената на електрическата енергия за битовите клиенти от 01 януари е 11,51% (без ДДС), това го има записано, както е дадено и за четирите разпределителни дружества, за четирите снабдителни дружества. Заповядайте, г-н Младеновски!

П. Младеновски:

Действително забравих да кажа средно претегленото изменение. Както казах, то е 11,51%, 11,22% за „ЧЕЗ Електро България“ АД, 11,26% за „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, 12,32% за клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и 5,23% за клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД. Като основното съотношение е между дневна и нощна е, че дневната енергия се увеличава с около 9,5 %. По-голямо е увеличението на нощната енергия на 18,74, около 18,07 %, тъй като нощната енергия е много евтина и не отговаря на пазарните нива в момента.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Към момента е подценена, като цена, да. Това допълнение беше необходимо. Колеги, не виждам желание за изказване. Все пак, г-н Младеновски това, което казах на г-н Александров: „да определи дата за провеждане на открито заседание“, а не да се

отбележи датата. Това не е в доклада на работната група. Това е т.2.1, както се казва: „да приеме, да открие“, тук е: „да определи дата за провеждане на открито заседание“, като датата да бъде заличена. „Да определи срок за представяне на становища по доклада и по проекта на решението“, като също това нещо ще бъде решено в рамките на... Имате възражение? Кажете! Включете си микрофона.

Говори се без микрофон

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Тук иначе ми е написано, какво аз трябва да определя, но то всъщност няма да го съобщавам, защото то го има в проекта на решение.

Говори се без микрофон

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Моля? Да, това го видях, нещо повече, че общественото обсъждане също не е определено кога ще се проведе. Сега има нещо, което също не можах да га разбера. То е: т. 2.1. започва: „Дата за провеждане на открито заседание“, а след това т.4: „да насрочи открито заседание“. Как става това? Хем се определя датата в една точка, хем две точки по-късно да се насрочи открито заседание?

П. Младеновски:

Да се насрочи открито заседание, съгласно решението на Комисията по Протокол № 175 от 05 август.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Не това, то само така...

П. Младеновски:

Това е начинът на провеждане, по-скоро...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Точно така, то там трябва да се каже: „Открито заседание да се проведе по реда на решение...“, а не да насрочва. В т.5 правилно се казва „обществено обсъждане“. Накрая се казва „което да се проведе по реда на решение“. Аз предлагам г-жа Маринова също да види добре проекта на решение. Колеги, няма смисъл сега това да се... технически детайли. Не се променя смисълът на проекта на решение. Само моля да се изчисти там, където се счита, че е необходимо така да се промени малко текста, като форма, а не толкова като съдържание. Все пак, това което е задължение на Председателя...

Говори се без микрофон

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Заповядайте!

Е. Маринова:

Само да кажа, че смисълът на тези редакции, които са в момента е, че в момента, процедурата за изменение на цени е извънредна - по чл. 37б, където изискване на закона е да се приеме съкратена процедура. Затова първата точка са детайлите на съкратената процедура, а следващите точки изискват насрочване на съответните заседания.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Т.е. самата работна група ги насрочва.

Е. Маринова:

Не.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Защото това се предлага?

Е. Маринова:

Искам да кажа, че няма тафтология в точките. Просто горната точка са етапите на съкратената процедура...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Добре.

Е. Маринова:

...Долните са насрочванията на заседанията.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Не! Аз го разбирам това нещо. Например за откритите, ако не го насроча общественото обсъждане, никой няма да разбере кога ще се проведе, защото говорим за открито заседание, а за общественото обсъждане няма нищо. Просто не е един и същ аршина при различните точки. Затова като приемам предложението за откритото заседание – да се проведе на 15.12.2021 г., като единствено уточнявам, че ще се проведе от 13:30 часа. Това ще има така да се каже второ заседание, първите точки ги гледаме в сутрешно заседание, следващите две в следобедно заседание. Тук аз насрочвам и часа, а именно 13:30 часа. Това всъщност тук липсва. Второ, общественото обсъждане по т. 5, значи тази корекция за часа, не корекция, а допълнение по т. 2.1, където се говори за дата на провеждане на открито заседание – часът се допълва, защото в съответствие с това решение ще има и участници в откритото заседание, както и в общественото обсъждане. По т.5, общественото обсъждане го насрочвам за същата дата – 15.12.2021 г. от 14:00 часа. Половин час по-късно след откритото заседание и заедно с това, това което е записано в т. 2.3, но само допълвам, че датата е действително 01 януари за закритото заседание, на което да се приеме решението за цените на електрическата енергия - 01.01.2022 г., да се допълни от 14:00 часа. Заседанието ще се проведе тук, в зала 4 на КЕВР.

А. Йорданов:

...И срокът за становища, също...

Доц. д-р И. Н. Иванов:

И срокът за становища също не е допълнен. Аз затова казах, че не е пълно нито в едната, нито в другата посока. Иначе всичките щях да ги прочета. Срокът за становищата в т. 2.2, срокът за представяне на становища по доклада и по проекта на решение е записан: 17.12.2021 г. от 17:00 часа. До 17:00 часа. Не от, а до 17:00 часа, естествено. Мисля, че всички срокове бяха съобщени, бяха потвърдени и от мен, така че сега вече можем да минем с тези допълнения, които направих, които трябва да бъдат отразени във финалния вариант на решението. Подлагам на гласуване доклада и проекта на решение, предложен от П. Младеновски от името на работната група.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 1 и т. 3, и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от Закона за енергетиката, чл. 40. 1, т. 1 и т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

2. Открива производство за изменение на разполагаемостта/количествата и цените, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6., което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия – 15.12.2021 г.;

2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цени на електрическата енергия – 01.01.2022 г.

3. Приема проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Насрочва открито заседание на 15.12.2021 г. от 13:30 часа, 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. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 14:00 часа, 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.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-1274 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно **изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.**

С Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по

разпределителните мрежи на железопътния транспорт за ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Според чл. 31б, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията 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 други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Аналогична на чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ е разпоредбата на чл. 40, ал. 1, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ, когато КЕВР 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 премии, Комисията може паралелно да проведе процедура за изменение и на тази цена и/или компонента от цена или премии.

С оглед установяване на необходимостта за откриване на процедура за изменение на цената, утвърдена с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3 на КЕВР, е направен анализ на определената за целите на ценообразуването 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, както следва:

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 ценообразуващият елемент на цената за покриване на технологичните разходи на операторите на електроразпределителните мрежи, каквото е Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) по смисъла на чл. 43, ал. 12 от ЗЕ. 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 на пазара ден напред – арг. от чл. 37а и чл. 37б, ал. 1 и ал. 2, т. 1 и т. 2 от НРЦЕЕ.

Предвид горното, с Решение № Ц-27 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 групите: независим преносен оператор – 124,85 лв./MWh; оператори на електроразпределителни мрежи – 131,27 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 125,07 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 111,53 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 114,76 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 114,99 лв./MWh; производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 119,40 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 – за м. декември, които от началото на месеца се движат около 249,00 €/MWh, се очаква цената 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. фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (EEX) за първо тримесечие на 2022 г. (Q1 2022) са на нива от 232,80 €/MWh, а за второ тримесечие на 2022 г. (Q2 2022) – 125,50 €/MWh, т.е. за първото полугодие на 2022 г. – 179,15 €/MWh (350,39 лв./MWh). Постигнатите нива на фючърсите 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 фючърсните 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-27 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 €/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. Прямата 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 €/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 фючърсните 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. 376, 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 съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители следва да бъде, както следва:

- Независим преносен оператор – 307,79 лв./MWh;
- Оператори на електроразпределителни мрежи – 323,63 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 308,34 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 274,96 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 282,92 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 283,48 лв./MWh;
- Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 294,36 лв./MWh.

С оглед изложеното, отклонението 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 в размер на 147 %, 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 обосновава 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.

Горните факти и обстоятелства обосновават необходимост от откриване на процедура за изменение на утвърдената с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г. на КЕВР, в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт при условията на чл. 31б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ. В този случай КЕВР може да приеме съкратена процедура и срокове, а решението за изменение на цената влиза в сила от деня на приемането му от Комисията – чл. 31б, ал. 3 и ал. 4 от ЗЕ и чл. 53 от НРЦЕЕ.

Посочената по-горе прогнозна пазарна цена за базов товар се отразява на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, както следва:

С Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3, КЕВР е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,12979 лв./kWh, без ДДС, при необходимими годишни приходи – 37 044хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Изменението на определената за целите на ценообразуването на електроразпределителните дружества прогнозна пазарна цена, както и предложеното с доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. изменение на цената за задължения към обществото и на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, водят до изменение на признатата стойност на разходите на ДП НКЖИ за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия, които представляват ценообразуващ елемент на цената. Промяната на тези разходи води до изменение на размера на необходимия оборотен капитал на ДП НКЖИ, съответно на регулаторната база на активите на предприятието. Това от своя страна се отразява и върху нормата на възвръщаемост на капитала.

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, се изменят както следва:

1. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия:
 - размер на технологичните разходи – 4,7%
 - цена на електрическата енергия за технологичен разход – 323,63 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,49 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 15,94 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.
2. Среден годишен разход за амортизации – 11 017 хил. лв.;
3. Регулаторна база на активите:
 - средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период – 37 796 хил. лв.
 - среден номинален размер на инвестициите – 9 191 хил. лв.
 - необходим оборотен капитал – 3 863 хил. лв.
4. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия“ – 26 092 хил. лв.;
5. Норма на възвръщаемост – 1,14%.
6. Корекции съгласно чл. 38, ал. 5 и ал. 9 от НРЦЕЕ:
 - корекция съгласно чл. 38, ал. 5 от НРЦЕЕ – (минус) – 979 хил. лв.
 - корекция чл. 38, ал. 9 от НРЦЕЕ – (минус) – 1 805 хил. лв.

В резултат на гореизложеното, утвърдената с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, следва да бъде в размер на 0,13915 лв./kWh, без ДДС, при необходим годишни приходи – 39 714 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Изказвания по т.4.:

М. Трифонов:

Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на КЕВР, аналогично на предходната точка, причината за изменение на цената е увеличената прогнозна пазарна цена. Тук конкретно прилагаме прогнозната пазарна цена за операторите на електроразпределителните мрежи, която е в размер на 323,63 лв./MWh. Изменен е също и преносът през електропреносната мрежа, който те заплащат на ЕСО, както е и коригиран размерът на задължения към обществото. В резултат на тези изменения е изменен и необходимият оборотен капитал, съответно и регулаторната база на активите. В резултат на това, утвърдената с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3, цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, без ДДС, следва да бъде в размер на 0,13915 лв./kWh, без ДДС, при необходим годишни приходи – 39 714 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 285 412 MWh.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3, и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да открие производство за изменение на утвърдената с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3, на Комисията за енергийно и водно регулиране цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, което да се осъществява по съкратени процедура и срокове,

както следва:

2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение – 15.12.2021 г.;

2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение – 01.01.2022 г.

3. Да приеме проект на решение;

4. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“, 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.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Благодаря, г-н Трифонов! Колеги, не виждам желание за изказване. И отново следват допълненията, така както беше и в предишните три точки. Що се касае до датата на откритото заседание, да, тя е такава, каквато е посочена в проекта на решение – 15.12.2021 г. от 14:30 часа, да се допълни. След това общественото обсъждане по т. 5 го насрочвам за същата дата 15.12.2021 г. от 14:40 часа. Срокът за представяне на становища е записан правилно – 17.12.2021 г. до 17:00 часа и закритото заседание, на което Комисията ще излезе с решение: на 01.01.2022 г. от 14:00 часа. С допълнение на тези дати и часове, които липсват в проекта на решение. След допълване, което считам, че категорично ще бъде направено. Колеги, с това допълнение, подлагам на гласуване проекта на решение, както го прочете М. Трифонов от името на работната група.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31а, ал. 2, чл. 31б, ал. 1, т. 3, и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката, чл. 40, ал. 1, т. 3 и чл. 53 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

2. Открива производство за изменение на утвърдената с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3, на Комисията за енергийно и водно регулиране цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение – 15.12.2021 г.;

2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение – 01.01.2022 г.

3. Приема проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада на 15.12.2021 г. от 14:30 часа, на което да бъдат поканени представители на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“, 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. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 14:40 часа, 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.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Доц. д-р И. Н. Иванов:

Използвам случая да благодаря на работните групи по четирите доклада и моля директорите на двете дирекции (дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и дирекция „Правна“) да съобщят това на всички участници в работните групи, които по стечение на обстоятелствата не присъстват при разглеждането на четвъртата точка. В изключително кратки срокове, при много осезаем обществен натиск, Комисията изпълни законовите разпоредби и днес (13 декември) прие четирите доклада на свое закрито заседание, което позволява в сроковете, които бяха оповестени в решенията, които взехме днес, до 01.01.2022 г., Комисията да излезе с решение и по четирите доклада. Ще отбележа, че в рамките на подготовката на тези доклади и проекти на решения Комисията за енергийно и водно регулиране използва всички налични регулаторни инструменти, които не изискват промяна в закон или специални решения на изпълнителната власт и направи всичко необходимо да намали тези цени на електрическата енергия и на топлинната енергия, които иначе трябваше да плащат българските битови потребители и които са над 50% във вида, в който ние ги изчислихме, преди да започнат действията на работните групи за достигане до днешните решения. Оттук насетне по-нататъшно намаление на тежестта върху битовите потребители чрез цените, може да осъществи изпълнителната власт с компенсаторни мерки. Да се надяваме, че това ще бъде направено, още повече, че имаше заявление от служебното правителство, което днес прекратява своята дейност, но ще бъде наследено от едно ново правителство - намаление на размера на ДДС от 20 на 10% за енергоносителите. Благодаря още веднъж. Закривам днешното заседание.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1271 от 08.12.2021 г. относно изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

2. Открива производство за изменение на премиите, определени с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г., в частта по т. XIX, на КЕВР, което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

3. Приема проект на решение относно изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

4. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 10:00 часа, 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;

5. Срок за предоставяне на становища по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

6. Приетият проект на решение, датата и часа общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г. 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;

2. Открива 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. Приема проект на решение 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;

4. Насрочва открито заседание на 15.12.2021 г. от 10:45 часа, 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. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 11:15 часа, 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; Срок за предоставяне на становища по проекта на решение – 29.12.2021 г., 17:00 ч.;

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.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

2. Открива производство за изменение на разполагаемостта/количествата и цените, определени, съответно утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. I., т. II.1., т. II.3.2., т. II.4.4., т. II.5. и т. II.6., което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за

провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия – 15.12.2021 г.;

2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение за цени на електрическата енергия – 01.01.2022 г.

3. Приема проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. Насрочва открито заседание на 15.12.2021 г. от 13:30 часа, 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. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 14:00 часа, 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.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

2. Открива производство за изменение на утвърдената с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3, на Комисията за енергийно и водно регулиране цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение – 15.12.2021 г.;

2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 17.12.2021 г., 17:00 ч.;

2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране за приемане на решение – 01.01.2022 г.

3. Приема проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада на 15.12.2021 г. от 14:30 часа, на което да бъдат поканени представители на Държавно предприятие „Национална компания железопътна инфраструктура“, 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. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение на 15.12.2021 г. от 14:40 часа, 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.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1271 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно изменение на определените с Решение № Ц-25 от 01.07.2021 г. на КЕВР премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-1272 от 08.12.2021 г. и проект на решение 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.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-1273 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-1274 от 08.12.2021 г. и проект на решение относно изменение на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, утвърдена с Решение № Ц-28 от 01.07.2021 г., в частта по т. 3 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
Г. Добрев

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
А. Йорданов

.....
В. Владимиров

.....
Г. Златев

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

.....
Е. Харитонова

Ю. МИТЕВ

(Съгласно Заповед № 1251 от 29.11.2021 г.)

Протоколирали:

Н. Косев - главен експерт

И. Зашева - главен експерт