



ПРОТОКОЛ

№ 34

София, 06.02.2020 година

Днес, 06.02.2020 г. от 10:25 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 Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

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

И. Иванов каза, че според предварително раздадения дневен ред е предвидено да има една единствена точка. В съответствие с Правилника предлага да бъде включена допълнителна точка: *Доклад с вх. № Е-Дк-112 от 04.02.2020 г. и проект на решение относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 17 от 30.06.2017 г. в частта по раздел VII, т. 2 с Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 8300 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 3407 от 2019 г.* И. Иванов запитва членовете на Комисията дали възразяват относно включването на допълнителната точка в дневния ред.

От страна на членовете на Комисията нямаше възражение относно включената допълнителна точка в дневния ред.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно бизнес план на „Топлофикация Бургас“ ЕАД за

периода 2020 г. – 2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,
Георги Петров, Цветанка Камбурова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-112 от 04.02.2020 г. и проект на решение относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 17 от 30.06.2017 г. в частта по раздел VII, т. 2 с Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 8300 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 3407 от 2019 г.

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

По т.1. Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-63 от 20.01.2020 г. относно бизнес план на „Топлофикация-Бургас“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г., представен със заявление с вх. № Е-14-13-13 от 19.11.2019 г. и след проведеното на 29.01.2020 г. открито заседание, установи следното:

„Топлофикация Бургас“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. за производство на електрическа и топлинна енергия и на лицензия № Л-024-05 от 15.11.2000 г. за пренос на топлинна енергия на територия в град Бургас за срок от 20 години всяка.

По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) одобрените от Комисията бизнес планове са неразделна част от лицензиите и се оформят като приложение, което периодически се актуализира. Съгласно чл. 49, ал. 3 от НЛДЕ актуализирането на бизнес плана не се счита за изменение на лицензията. КЕВР със свое решение № БП-59 от 18.09.2015 г. е одобрила предходния бизнес план на „Топлофикация Бургас“ ЕАД за периода 2015 г. - 2019 г. Лицензиантът е изпълнил изискването на чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, съгласно който всеки следващ бизнес план се представя за одобряване от комисията не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

След анализ на съдържанието на представения бизнес план назначената със заповед № 3-Е-241 от 26.11.2019 г. на Председателя на КЕВР работна група установи следното:

Представеният с писмо с вх. № Е-14-13-13 от 19.11.2019 г. от „Топлофикация Бургас“ ЕАД бизнес план за периода 2020 -2024 г. е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

- инвестиционна програма;
- производствена програма;
- ремонтна програма;
- социална програма за дейности и мероприятия със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове (Кодекс на труда и др.);
- прогнозна структура и обем на разходите по години;
- прогнозни годишни финансови отчети.

Дейността на дружеството обхваща производството на следните продукти:

1. Топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Топлинната енергия с топлоносител гореща вода е предназначена за отопление и битово-горещо водоснабдяване. Дружеството предоставя услуги на:

- 30 598 домакинства, свързани към системата за централно отопление;
- 62 държавни и общински бюджетни потребители, свързани към системата за

централно отопление;

- 221 стопански потребители, присъединени към топлофикационната система.

Около 40% от жителите на Бургас използват услугите, предлагани от „Топлофикация Бургас“ ЕАД. Основните клиенти обитават жилищните комплекси "Славейков", "Изгрев", "Зорница", "Лазур" и "Братя Миладинови". Продуктът се произвежда в топлоизточника на дружеството с капацитет 74,45 MW, транспортира се по топлопреносната мрежа с обща дължина 125 km до 941 на брой абонатни станции (АС). От АС топлинната енергия се предава към вътрешните инсталациите на потребителите. Основното гориво, използвано за производство, е природен газ.

2. Електрическа енергия.

Електрическата енергия се произвежда от инсталация за комбинирано производство и е предназначена за собствени, технологични нужди и продажба на обществения доставчик „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД). Продуктът се произвежда от 6 броя газо-бутални модули с двигатели тип 16W25SG, производство на фирма “WARTSILA”, купирани с генератори: тип AMG710Mm06 на фирма “ABB”, Finland – 4 бр. и LSA 54L9-6P на фирма “Leroy Somer”, France – 2 бр., с обща електрическа мощност 17,82 MW_e и обща топлинна мощност 18,59 MW_t.

Технологията предполага производството на електрическа енергия да бъде изцяло по комбиниран метод. Топлинната енергия произведена от охладителните системи на двигателите и димните газове чрез индиректни подгреватели е включена като циркуляционен кръг към обратна магистрала и се транспортира към топлопреносната мрежа. Предметът на дейност на „Топлофикация Бургас“ ЕАД включва и други дейности, като:

- ремонт и реконструкция на топлоснабдителната мрежа, АС и свързани инсталации;
- дялово разпределение на топлинна енергия, в съответствие с разпоредбите на Закона за енергетиката (ЗЕ), за клиенти, разположени в жилищни сгради.

I. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПЛАНА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

1. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

Дейността на предприятието до 21.08.2015 г. се регламентира с действащо Комплексно разрешително КР № 33/2007. в сила от 21.04.2007 г.

С Решение № 33 – Н1-ИО-АО/2015 г. на Изпълнителния директор на ИАОС на оператор „Топлофикация – Бургас“ ЕАД е издадено ново Комплексно Разрешително № 33-Н1/2015 г., в сила от 14.08.2015 г.

Промяната в работата на инсталацията е свързана с намаляване на производствения капацитет на „Горивна инсталация с номинална мощност 390.75 MW“, разрешена с Комплексно Разрешително (КР) № 33/2007 г. – от 390.75 MW на 74.45 MW (КР № 33-Н1/2015 г.) и представлява следната съвкупност от дейности:

- извеждане от експлоатация на ВК50 №2 (58.15 MW) и ВК100 №3 (116.3 MW);
- ограничаване на монтираната топлинна мощност на ВК50 №1 (58.15 MW) и ВК100 № 4 (116.3 MW) чрез пломбиране на горелките до 30 MW входяща топлинна мощност за всеки един от тях. В технологичната схема работи само единият от водогрейните котли, а другият е заместваща мощност;
- изграждане на нов водогреен котел за производство на топлинна енергия, чрез оползотворяване на биомаса с входяща топлинна мощност 17.72 MW;
- промяна в броя на едновременно работещите котлоагрегати, изпускащи отпадъчните си газове през изпускащо устройство (ИУ) №2 (Комин 2) в Паро – котелна станция (ПКС): не се разрешава експлоатация на повече от 1 брой парен котел в ПКС;
- Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) остава без промяна с едновременна работа на всички газобутални двигатели с номинална топлинна мощност общо 18.59 MW (ГБД №№ 1, 2 и 3 по 3.24 MW всеки, ГБД №№ 4, 5 и 6 по 2.956 MW всеки).

Функциониращата в топлоизточника от 2006 г. ИКПТЕЕ покрива топлинния товар за битово горещо водоснабдяване на потребители (БГВ) през цялата година. През зимния

период необходимата топлинна енергия за отопление и БГВ се покрива при съвместната експлоатация на работещата ИКПТЕЕ и водогрейните котли. През летния период топлинните товари за БГВ се покриват с работещите 6 броя газо-бутални двигатели (ГБД) на ИКПТЕЕ, а водогрейните котли се експлоатират само при необходимост, за да покрият необходимия товар при последователно спиране на част от работещите ГБД за ремонт и профилактика.

Максималният топлинен и електрически капацитет на ИКПТЕЕ се постига при едновременна експлоатация без ограничения на всичките 6 броя на газо-бутални двигатели ГБД № 1 ÷ № 6. Няма изведени в резерв и консервирани такива.

Общостанционните ремонти на оборудването в топлоизточника и ТСС през целия отчетен период се извършват без прекъсване на топлоподаването към консуматорите. Профилактиката на основните съоръжения в топлоизточника се провежда в съответствие с разработен и утвърден график за провеждане на проверки на състоянието на основните съоръжения в централата.

Обобщените показатели на изпълнение на производствената програма за периода 2015-2019 г. са представени в Таблица I и Таблица II по-долу. Поради това, че отчетната 2019 г. не е приключила разглежданите параметри за текущата година е сбор от отчетните такива към 30.09.2019 г. и планираните за IV тримесечие в утвърдения Бизнес – плана 2015 – 2019 г.

Таблица I.

ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА – ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ (2015 – 2019 г.)							
Показатели		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо
Електрическа енергия бруто, MWh	План	124 636	124 636	124 636	124 636	124 636	623 180
	Отчет	110 564	105 469	110 080	114 864	114 683	555 660
	отклонение, MWh	-14 072	-19 167	-14 556	-9 772	-9 953	-67 520
	отклонение, %	-11,29	-15,38	-11,68	-7,84	-7,99	-10,83
Електрическа енергия – собствени нужди (СН), MWh	План	4 820	4 637	4 637	4 637	4 637	23 368
	Отчет	4 810	4 788	4 787	4 474	4 485	23 344
	отклонение, MWh	-10	151	150	-163	-152	-24
	отклонение, %	-0,21%	3,26%	3,23%	-3,52%	-3,28%	-0,10%
Електрическа енергия – СН, %	План	3,87%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,75%
	Отчет	4,35%	4,54%	4,35%	3,90%	3,91%	4,20%
Загуби от трансформации, MWh	План	1 655	1 657	1 657	1 657	1 657	8 283
	Отчет	1 385	1 313	1 311	1 357	1263	6 630
	Абсолютно отклонение, MWh	-270	-344	-346	-300	-394	-1 653
	Относително отклонение, %	-16,30%	-20,74%	-20,87%	-18,08%	-23,78%	-19,96%
Електрическа енергия нето, MWh	План	118 161	118 341	118 341	118 341	118 341	591 525
	Отчет	104 369	99 367	103 981	109 033	108 935	525 686
	Абсолютно отклонение, MWh	-13 792	-18 974	-14 360	-9 308	-9 406	-65 839
	Относително отклонение, %	-11,67%	-16,03%	-12,13%	-7,87%	-7,95%	-11,13%
Закупена ЕЕ за АС еднотарифна, MWh	План	1 122	1 122	1 122	1 122	1 122	5 610
	Отчет	1 027	1 168	1 179	1 124	1 195	5 693
	Абсолютно отклонение, MWh	-95	46	57	2	73	83
	Относително отклонение, %	-8,47%	4,10%	5,08%	0,18%	6,51%	1,48%
Специфичен разход на условно гориво на 1 MWh произведена ЕЕ, kg/MWh	План	155,810	155,130	155,130	155,130	155,130	776,330
	Отчет	151,850	147,760	149,270	153,710	146,500	749,090
	Абсолютно отклонение, MWh	-3,960	-7,370	-5,860	-1,420	-8,630	-27,240
	Относително отклонение, %	-2,54%	-4,75%	-3,78%	-0,92%	-5,56%	-3,51%

В Таблица I са представени планираните и отчетените (за 2019 г. очаквани) от дружеството технически показатели в производството на електрическа енергия в периода 2015 – 2019 г. При прогнозно количество произведена електрическа енергия - бруто

623 180 MWh дружеството ще отчете 555 660 MWh. При 23 368 MWh планирана електрическа енергия за собствени нужди ще са отчетени 23 344 MWh. При прогнозно количество електрическа енергия - нето 591 525 MWh дружеството ще отчете 525 686 MWh, което е с -11,13% по - ниско от планирания за периода показател.

Таблица II

ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА – ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ (2015 – 2019 г.)							
Показатели		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо
Топлинна енергия бруто, MWh	План	196 108	196 108	196 108	196 108	196 108	980 540
	Отчет	189 129	189 561	197 496	192 615	198 253	967 053
	отклонение, MWh	-6 979	-6 547	1 388	-3 493	2 145	-13 487
	отклонение, %	-3,56%	-3,34%	0,71%	-1,78%	1,09%	-1,38%
Топлинна енергия за собствени нужди, MWh	План	3 411	3 411	3 411	3 411	3 411	17 055
	Отчет	4 049	3 525	3 749	3 602	3 620	18 545
	отклонение, MWh	638	114	338	191	209	1 490
	отклонение, %	18,70%	3,34%	9,91%	5,60%	6,13%	8,74%
Отпусната топлинна енергия, MWh	План	192 697	192 697	192 697	192 697	192 697	963 485
	Отчет	185 079	186 036	193 747	189 012	194 632	948 506
	отклонение, MWh	-7 618	-6 661	1 050	-3 685	1 935	-14 979
	отклонение, %	-3,95%	-3,46%	0,54%	-1,91%	1,00%	-1,55%
Топлинни загуби общи, MWh	План	54 265	54 265	54 265	54 265	54 265	271 325
	Отчет	51 728	50 110	53 092	50 814	55 011	260 755
	отклонение, MWh	-2 537	-4 155	-1 173	-3 451	746	-10 570
	отклонение, %	-4,68%	-7,66%	-2,16%	-6,36%	1,37%	-3,90%
Топлинни загуби общи, %	План	28,17%	28,17%	28,17%	28,17%	28,17%	28,17%
	Отчет	27,95%	26,94%	27,40%	26,88%	28,26%	27,49%
Реализирана топлинна енергия, MWh	План	138 432	138 432	138 432	138 432	138 432	692 160
	Отчет	133 351	135 926	140 655	138 199	139 621	687 752
	отклонение, MWh	-5 081	-2 506	2 223	-233	1 189	-4 408
	отклонение, %	-3,67%	-1,81%	1,61%	-0,17%	0,86%	-0,64%
Специфичен разход на условно гориво на 1 MWh произведена ТЕ, kg/MWh	План	146,790	149,640	149,640	149,640	149,640	745,350
	Отчет	141,870	143,890	140,250	142,570	145,200	713,780
	отклонение, MWh	-4,920	-5,750	-9,390	-7,070	-4,440	-31,570
	отклонение, %	-3,35%	-3,84%	-6,28%	-4,72%	-2,97%	-4,24%

В Таблица II са представени планираните и отчетени (за 2019 г. очаквани) от дружеството технически показатели в производството на топлинна енергия за периода 2015 – 2019 г. При планирано количество топлинна енергия- бруто 980 540 MWh дружеството ще отчете с 1,58% по-малко – 967 053 MWh. Отчетени са 260 755 MWh общи топлинни загуби по преноса при планирани 271 325 MWh. Очакваната реализирана топлинна енергия за периода е 687 752 MWh, което е с 0,61% по- малко спрямо планирания показател за периода 692 160 MWh.

2. ОТЧЕТ НА ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 г.–2019 г.

2.1. Изпълнение на инвестиционната програма към 31.12.2015 г.

През 2015 г. са планирани разходи по инвестиционната програма в размер на 2 269 х. лв. Изразходваните средства до 31.12.2015 г. са 2 023 хил. лв., или 89.16 % от планираните разходи. Отчетените суми за инвестиция включват: капиталов ремонт на генератори № 1 до 6 и газобутални двигатели към ко-генерация – 1 555 хил. лв., оборудване за водогреен котел на биомаса 337 хил. лв., рехабилитация на абонатни станции – 58 хил. лв.; и други инвестиционни разходи в размер на 73 хил. лв.

2.2. Изпълнение на инвестиционната програма към 31.12.2016 г.

За 2016 г. са планирани разходи по инвестиционната програма в размер на 886 хил. лв. Изразходваните средства до 31.12.2016 г. са 1007 хил. лв. или 114 % от планираните разходи. Отчетените суми за инвестиция включват; капиталови ремонт на генератори № 1 до 6 и газобутални двигатели към ко-генерация – 520 хил. лв., реконструкции в

топлоизточника 457 хил. лв. рехабилитация в абонатни станции - 14 хил. лв., хардуер, софтуер и програмни продукти 9 хил.лв. и други инвестиционни разходи в размер на 7 хил. лв.

Това изпълнение се е наложило поради липса на парични средства за изпълнение на задачата за подобряване и стабилизиране работата на генераторите за комбинирано производство на енергия и техните спомагателни съоръжения в минимален обхват.

2.3. Изпълнение на инвестиционната програма към 31.12.2017 г.

Планираните разходи за инвестиции през 2017 г., са в размер на 886 хил. лв., в т. ч. 550 хил. лв. в направление "Производство" и 336 хил. лв. в направление "Пренос". От предвидените към направление "Производство" разходи за инвестиции 480 хил. лв. са за производството на електрическа енергия, 42 хил. лв. - за производството на топлинна енергия, а 28 хил. лв. представляват разходи за инвестиции, предвидени за двата продукта.

Отчетените разходи за инвестиции до 31.12.2017 г. са 1 272 хил. лв., или 143.6% от планираните разходи. Отчетените суми включват 67,3 хил. лв. за рехабилитация в абонатните станции и - 936 хил. лв. за реконструкция на шестте двигателя, закупуване на нова омокотителна инсталация 36 хил. лв., за реконструкции по котел на биомаса 211 хил. лв. Останалите 21.7 хил. лв. са инвестиции в помощни материали, хардуер и софтуер.

2.4. Изпълнение на инвестиционната програма към 30.12.2018г.

През 2018 г. са планирани разходи по инвестиционната програма в размер на 886 хил. лв. Изразходваните средства до 30.12.2018 г. са 1211 хил. лв., или 137% от планираните разходи. Отчетените суми включват приведени по договор 936 хил. лв. на фирма WARTSILA за реконструкция на шестте двигателя в периода до края на 2018 година, 17 хил. лв. за рехабилитация в абонатните станции и 6 хил. лв. за софтуер и хардуер.

2.5. Изпълнение на инвестиционната програма към 31.10.2019 г.

През 2019 г. са планирани разходи по инвестиционната програма в размер на 886 хил. лв. Изразходваните средства до 31.10.2019 г. са 1 225 хил. лв., или 138% от планираните разходи. Отчетените суми включват приведени по договор 492 хил. лв. на фирма WARTSILA за реконструкция на шестте двигателя в периода до края на 2018 година, закупуване на економайзер за водогреен котел на биомаса 99 хил. лв., първи етап от реконструкция на ВК№ 4 от газов котел в котел оползотворяващ биомаса 210 х.лв., изграждане на топлопроводи 251 хил. лв., и за 38 хил. лв. за рехабилитация в абонатните.

3. ОТЧЕТ НА РЕМОНТНАТА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

3.1. Изпълнение на ремонтната програма към 31.12.2015 г.

Общо планираните средства за ремонт през 2015 г. са 520 хил. лв. По отчетни данни към 31.12.2015 г. са изразходвани общо 365 хил. лв. или 70,77 % от планираните средства. Разходите за ремонт по направления са дадени в следната таблица:

№	Направление	План за 2015 г. хил. лв.	Отчет до 31.12.15 г. хил. лв.	Изпълнение %
1.	Топлопроизводсто	109	49	44,95
2.	Електропроизводство	161	193	119.88
3.	Топлоснабдяване	250	123	49.20
	Общо	520	365	70.19

В този обем на ремонта са изпълнени всички предвидими дейности, профилактики и реконструкции на съоръженията, които да осигурят непрекъсната и безаварийна работа през есенно- зимния сезон 2015-2016 г.

3.2. Изпълнение на ремонтната програма към 31.12.2016 г.

Общо планираните средства за ремонт през 2016 г. са 512 хил. лв. По отчетни данни към 31.12.2016 г. са изразходвани общо 460 хил. лв. или 89.8 % от планираните средства. По направления разходите за ремонт са дадени в следната таблица:

№ по ред	Направление	План за 2016 г. хил. лв.	Отчет до 31.12.16 г. хил. лв.	Изпълнение %
1.	Топлопроизводство	123	33	27
2.	Електропроизводство	152	308	203
3.	Топлоснабдяване	237	119	50
	Общо	512	460	89.8

В този обем на ремонта са изпълнени всички предвидими дейности, профилактики и реконструкции на съоръженията, които да осигурят непрекъсната и безаварийна работа през есенно- зимния сезон.

3.3. Изпълнение на ремонтната програма към 31.12.2017 г.

Плановите разходи за ремонт за 2017 г са в размер на 521 хил. лв., в т. ч. 284 хил. лв. в направление “Производство” и 237 хил. лв. в направление “Пренос”. От предвидените в направление “Производство” разходи за ремонт 161 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 122 хил. лв. - към производството на топлинна енергия, а 39 хил. лв. представляват разходи за ремонт, отнесени към двата продукта. Стойността на извършените ремонти за годината са както следва: отчет 447 хил. лв., в т. ч. 248 хил. лв. в направление “Производство” и 199 хил. лв. в направление “Пренос”. От начислените към направление “Производство” разходи за ремонт 215 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 17 хил. лв. - към производството на топлинна енергия, а 16 хил. лв. представляват разходи за ремонт, отнесени към двата продукта.

Разходите за ремонт по направления са дадени в следната таблица:

№	Направление	План за 2017 г. хил. лв.	Отчет до 31.12.17 г. хил. лв.	Изпълнение %
1.	Топлопроизводство	123	17	13.82
2.	Електропроизводство	161	231	143.48
3.	Топлоснабдяване	237	199	83.97
	Общо	521	447	85.79

3.4. Изпълнение на ремонтната програма към 31.12.2018 г.

Общо планираните средства за ремонт през 2018 г. са 521 хил. лв. По отчетни данни към 30.12.2018 г. са изразходвани общо 470 хил. лв. или 90,2 % от планираните средства.

Разходите за ремонт по направления са дадени в следната таблица:

№	Направление	План за 2018 г. хил. лв.	Отчет до 30.09.18 г. хил. лв.	Изпълнение %
1.	Топлопроизводство	123	37	30.1
2.	Електропроизводство	161	249	154.7
3.	Топлоснабдяване	237	184	77.6
	Общо	521	470	90.2

В този обем на ремонта са изпълнени всички предвидими дейности, профилактики и реконструкции на съоръженията, които да осигурят непрекъсната и безаварийна работа през есенно- зимния сезон.

3.5. Изпълнение на ремонтната програма към 31.10.2019 г.

Общо планираните средства за ремонт през 2019 г. са 521 хил. лв. По отчетни данни към 31.10.2019 г. са изразходвани общо 313 хил. лв. или 60 % от планираните средства.

Разходите за ремонт по направления са дадени в следващата таблица:

№	Направление	План за 2019 г. хил. лв.	Отчет до 31.10.19 г. хил. лв.	Изпълнение %
1.	Топлопроизводство	123	45	36.6
2.	Електропроизводство	161	156	96.9

3.	Топлоснабдяване	237	112	47.3
	Общо	521	313	60.1

В този обем на инвестиции и ремонт са изпълнени всички предвидими дейности, профилактики и реконструкции на съоръженията, които да осигурят непрекъсната и безаварийна работа през есенно-зимния сезон 2019-2020 г.

4. ОТЧЕТ НА СОЦИАЛНАТА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

През отчетния период 2015 – 2019 г. в социалната програма са залежали следните изисквания:

- Трудова заетост;
- Професионален подбор, професионална квалификация и преквалификация;
- Работно време, почивки и отпуски;
- Заплащане на труда, допълнителни трудови възнаграждения и обезщетения;
- Безопасни и здравословни условия на труд;
- Социално развитие, подпомагане и осигуряване.

4.1. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА ЗА 2015 г.

Общо планираните средства на социалната програма за 2015 г. са 2 597 хил. лв. По отчетни данни за 2015 г. са изразходвани общо 2 547 хил. лв. или 98,04% от планираните средства.

4.2. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА ЗА 2016 г.

Общо планираните средства на социалната програма за 2016 г. са 2 597 хил. лв. По отчетни данни за 2016 г. са изразходвани общо 2 739 хил. лв. или 105,47% от планираните средства.

4.3. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА ЗА 2017 г.

Общо планираните средства на социалната програма за 2017 г. са 2 597 хил. лв. По отчетни данни за 2017 г. са изразходвани общо 2 984 хил. лв. или 114,90% от планираните средства.

4.4. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА ЗА 2018 г.

Общо планираните средства на социалната програма за 2018 г. са 2 597 хил. лв. По отчетни данни за 2018 г. са изразходвани общо 3 220 хил. лв. или 123,99% от планираните средства.

4.5. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА ЗА 2019 г.

Общо планираните средства на социалната програма за 2019 г. са 2 597 хил. лв. По отчетни данни за 2019 г. са изразходвани общо 3 693 хил. лв. или 142,20% от планираните средства.

II. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.

I. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА 2020 г. – 2024 г.

Разчет на основните ТИП на дружеството. Очакваните стойности на основните технико-икономически показатели (ТИП) на производствената програма на "Топлофикация Бургас" ЕАД по години са представени в Таблица 1.

Таблица 1

Показател	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1. Ел. енергия - брутно производство	MWh	115 556	119 441	119 441	119 441	119 441
2. Ел. енергия собствени нужди – общо	MWh	3 928	4 529	4 529	4 529	4 529
	%	3,40	3,79	3,79	3,79	3,79
2.1. Ел. енергия собствени нужди – ОЦ	MWh	2 400	2 583	2 583	2 583	2 583
	%	2,08	2,15	2,15	2,15	2,15
2.2. Ел. енергия собствени нужди – СНР	MWh	1 528	1 942	1 942	1 942	1 942
	%	1,32	1,66	1,66	1,66	1,66
2.3. Ел. енергия за трансформация	MWh	1 885	1 264	1 264	1 264	1 264
3. Произведена топлинна енергия-бруто, в т. ч.:	MWh	196 600	199 085	199 085	199 085	199 085
- произведена от ОЦ	MWh	71 523	73 135	73 135	73 135	73 135
- произведена от СНР	MWh	122 077	125 950	125 950	125 950	125 950

4. Топлинна енергия за собствени нужди	MWh %	3 663 1,89	3 462 1,74	3 462 1,74	3 462 1,74	3 462 1,74
5. Отпусната топлинна енергия	MWh	189 937	195 623	195 623	195 623	195 623
6. Топлинни загуби по преноса	MWh %	53 389 28,11%	53 581 27,39	53 581 27,39	53 581 27,39	53 581 27,39

Количествата произведена топлинна енергия за периода 2021– 2024 г. са планирани след анализ на очакваните реализирани количества топлоенергия, топлинните загуби по преноса и разхода на топлинна енергия за собствени нужди по години. Произведената топлинна енергия за периода в периода 2021-2024 год. запазва една и съща стойност. Аналогичното предположение е прието и за топлинната енергия за реализация (продажби), топлинни загуби по преноса и разхода на топлина енергия за собствени нужди.

От 2015 г. в топлоизточника се произвежда топлинна енергия от котел, работещ с биогориво с мощност $N_{th}=14$ MW. Технологията на производството на топлинна енергия се реализира изцяло от местни горива (дървесен чипс, пелети). Това води до поевтиняване на топлоенергията и дава възможност за частична независимост на дружеството от доставките на природен газ.

Производството на топлоенергия в периода 2021-2024 г. на съществуващата водогрейна част е планирано на гориво природен газ, със специфичен разход 133,41 kg условно гориво за произведен 1MWh, а на ИКПТЕЕ при специфичен разход на топлина за произведен 1 MWh електрическа енергия в размер на 9 113 kJ/kWh.

Количествата топлинна и електрическа енергии за продажба са показани в Таблица 2.

При определянето на тези количества са направени следните допускания:

- запазване на стойността на договорената мощност на същото ниво поради неясните тенденции на пазара на топлинна енергия и недостиг на средства за инвестиции.

Увеличението на консумираната топлоенергия спрямо 2020 г. в резултат на увеличението на договорената мощност и на включване на частично или напълно изключилите се абонати и запазване на тази стойност през целия период 2021-2024 г.

Таблица 2

Показател	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1. Продадена ел. енергия	MWh	109 743	113 648	113 648	113 648	113 648
1.1. От комбинирано производство	MWh	109 743	113 548	113 548	113 548	113 548
2. Реализирана топлинна енергия, в т. ч. :	MWh	136 548	142 042	142 042	142 042	142 042
2.1. Битови потребители	MWh	113 000	114 801	114 801	114 801	114 801
2.2. Стопански и бюджетни потребители	MWh	23 548	27 241	27 241	27 241	27 241

II. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2020-2024 г.

През 2021 г. са предвидени 2 306 хил. лв. за довършване на инсталацията за изгаряне на биомаса и междинни ремонти (на 10 000 ч.) на ИКПТЕЕ – 1 071 хил. лв., а за 2022 г., 2023 г. и 2024 г. са предвидени средства само за задълженията по комплексното разрешително на дружеството и междинни ремонти (на 10 000 h) на ИКПТЕЕ.

Планът за инвестиционна дейност на дружеството за периода е посочен в табличен вид.

№ по ред	Наименование на обекта	Начин на изпълнение/срокове	2020 г. Стойност (лв.)	2021 г. Стойност (лв.)	2022 г. Стойност (лв.)	2023 г. Стойност (лв.)	2024 г. Стойност (лв.)
1	2	3	4	5	6	7	8
A.	ВСИЧКО РАЗХОДИ ЗА ИНВЕСТИЦИИ (B+C)		1 421 500	2 306 431	790 480	2 494 000	791 640
B.	ИКПТЕЕ	"Топлоф. Б-с"	1 005 000	1 070 931	536 480	2 310 000	536 640
	KG-1		165 000	178 800	178 800	385 000	0
	KG-2		165 000	178 851	0	385 000	178 880
	KG-3		165 000	178 880	0	385 000	178 880
	KG-4		165 000	178 800	178 880	385 000	0
	KG-5		165 000	178 800	0	385 000	178 880
	KG-6		165 000	178 800	178 800	385 000	0
	Ремонт на спомагателни М и С - СНР		15 000	0	0	0	0
C.	ОЦ-ТП и ТС (D+E)		402 000	1 220 000	236 000	166 000	236 000
D.	ОЦ-ТП		288 000	1 080 000	80 000	20 000	95 000
	1 ГЛ.корпус		250 000	1 000 000	30 000	0	30 000
	1.1 Инсталация за изгаряне на биомаса	"Топлоф. Б-с"	250 000	865 000	30 000	0	30 000
	2 ПКС		18 000	60 000	30 000	0	45 000
	2.1 Реконструкция КМ-1	"Топлоф. Б-с"	6 000	0	15 000	0	45 000
	2.2 Реконструкция КМ-2	"Топлоф. Б-с"	6 000	30 000	15 000	0	0
	2.3 Реконструкция ПКМ 3	"Топлоф. Б-с"	6 000	30 000	0	0	0
	3 Спомагателни стопанства		20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
E.	ТС		114 000	140 000	156 000	146 000	141 000
	4 Топлопреносната мрежа и АС		114 000	140 000	156 000	146 000	141 000
	4.1 Рехабилитация на главно стебло	"Топлоф. Б-с"	28 000	25 000	30 000	30 000	30 000
	4.3 Изграждане на дворни мрежи и АС	"Топлоф. Б-с"	55 000	65 000	85 000	75 000	70 000
	4.4 Подмяна на вентили по дворни мрежи със сферична арматура	"Топлоф. Б-с"	15 000	20 000	21 000	21 000	21 000
	4.5 Модернизация на АС с подмяна на ТОА	"Топлоф. Б-с"	16 000	30 000	20 000	20 000	20 000
F.	Други	Възлагане	14 500	15 500	18 000	18 000	19 000
	5.1 Закупуване хардуер - компютри и периферия	"Топлоф. Б-с"	4 000	4 500	5 000	5 000	6 000
	5.2 Софтуерни системи - обновяване и развитие	"Топлоф. Б-с"	4 000	4 000	5 000	5 000	5 000
	5.3 Лицензии антивирус "Алис" и др.	"Топлоф. Б-с"	4 000	3 000	5 000	5 000	5 000
	5.4 Реорганизация на мрежови и сървърни ресурси.	"Топлоф. Б-с"	2 500	4 000	3 000	3 000	3 000

III. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2020 г. - 2024 г.

№ по ред	Наименование на обекта	Начин на изпълнение/срокове	2020 г. Стойност (лв.)	2021 г. Стойност (лв.)	2022 г. Стойност (лв.)	2023 г. Стойност (лв.)	2024 г. Стойност (лв.)
1	2	3	4	5	6	7	8
A.	ВСИЧКО РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТ (B+C)		515 648	528 436	552 341	521 367	473 344
B.	ИКПТЕЕ	"Топлоф. Б-с"	151 248	200 296	201 584	159 999	151 367
	KG-1		27 200	28 096	35 852	25 874	26 346
	KG-2		22 048	30 296	29 751	25 942	21 058
	KG-3		20 387	30 066	26 440	19 857	26 646
	KG-4		19 004	30 466	20 603	23 564	18 321
	KG-5		21 003	28 158	28 354	22 005	19 849
	KG-6		21 374	30 665	42 930	21 005	17 395
	Ремонт на спомагателни М и С - СНР		20 232	22 549	17 654	21 752	21 752
C.	ОЦ-ТП и ТС (D+E)		364 400	328 140	350 757	361 367	321 976
D.	ОЦ-ТП		130 100	102 840	113 377	99 767	112 696
	1 ГЛ.корпус		32 300	18 800	15 500	15 500	15 500
	1.1 ВК-1	"Топлоф. Б-с"	4 000	4 500	3 000	3 000	3 000
	1.3 ВК-4	"Топлоф. Б-с"	0	0	0	0	0
	1.4 ВК-5	"Топлоф. Б-с"	1 800	3 000	1 500	1 500	1 500
	1.6 Мр.П. Рец.П.колектори, ПП	"Топлоф. Б-с"	3 500	4 300	3 000	3 000	3 000
	1.7 КРУ	"Топлоф. Б-с"	5 500	6 000	6 000	6 000	6 000
	1.8 Подр. и ремонт на термопомп. инст.	"Топлоф. Б-с"	17 500	1 000	2 000	2 000	2 000
	2 Спомагателни стопанства		7 300	7 000	8 000	8 000	8 000
	2.1 ХВО	"Топлоф. Б-с"	3 500	5 000	5 000	5 000	5 000
	2.2 Газопроводи и ГРП	"Топлоф. Б-с"	3 800	2 000	3 000	3 000	3 000
	3 Комини-боядисване и ремонт ПКС	Възлагане	10 000	5 000	5 000	5 000	5 000
	4 Сгради, пътища, канализации	Възлагане	48 700	51 540	65 140	51 530	65 459
	4.1 Ремонт сгради	Възлагане	11 000	10 000	12 200	10 000	12 000
	4.2 Хидроизолации	Възлагане	17 000	15 000	15 000	15 000	15 000
	4.3 Ремонт на районно осветление	"Топлоф. Б-с"	2 100	2 000	2 000	2 000	4 000
	4.5 Текущи ремонти	"Топлоф. Б-с"	5 000	8 000	8 000	8 000	8 000
	5 Други/аварийни ремонти, метролог. проверки/	Възлагане	7 800	7 000	8 000	8 000	8 000
	6 Ремонт на топлоизолация	Възлагане	24 000	13 500	11 737	11 737	10 737
E.	ТС		234 300	225 300	237 380	261 600	209 280
	7 Рем. топлопреносна мрежа		19 200	18 200	19 600	19 600	19 600
	7.1 Главна магистрала	Възлагане	10 000	10 000	12 000	12 000	12 000
	7.4 Дворни мрежи	Възлагане	3 600	3 600	3 000	3 000	3 000
	7.5 Ремонт люкове	Възлагане	1 500	1 000	1 000	1 000	1 000
	7.6 Ремонт и подмяна арматура	"Топлоф. Б-с"	4 100	3 600	3 600	3 600	3 600
	8 Ремонт дворни мрежи		15 200	16 000	16 000	16 000	16 000
	8.1 к-с "Славейков"	Възлагане	3 800	4 000	4 000	4 000	4 000
	8.2 к-с "Маяков"	Възлагане	3 800	4 000	4 000	4 000	4 000
	8.3 к-с "Зорница"	Възлагане	3 800	4 000	4 000	4 000	4 000
	8.4 к-с "Лазур" и "Бр. Миладиновци"	Възлагане	3 800	4 000	4 000	4 000	4 000
	9 Ремонт на топлоизолация	Възлагане	6 000	5 000	5 000	5 000	5 000
	10 Абонатни станции		29 100	37 500	38 000	48 500	37 500
	10.1 Подмяна манометри	"Топлоф. Б-с"	800	1 000	1 200	1 000	1 000
	10.2 Помпи БГВ	"Топлоф. Б-с"	2 500	0	0	11 000	0
	10.3 Ремонт топломери	Възлагане	2 300	2 000	2 000	2 000	2 000
	10.4 Подмяна термометри	"Топлоф. Б-с"	1 000	1 500	1 500	1 500	1 500
	10.5 Ремонт топлообм. на АС	"Топлоф. Б-с"	7 000	3 000	3 300	3 000	3 000
	10.6 Помпи ОВ	"Топлоф. Б-с"	6 500	10 000	10 000	10 000	10 000
	10.7 Метролог. проверка топломери	Възлагане	1 000	0	0	0	0
	10.8 Регулатори за БГВ А/ВТВ	Възлагане	8 000	20 000	20 000	20 000	20 000
	11 ИМПС за ДК на ТСС	Възлагане	35 000	40 000	40 000	40 000	40 000
	12 Сгради - ремонт	Възлагане	7 000	7 000	19 400	11 000	6 700
	12.1 база "Изгрев"	Възлагане	2 500	2 000	4 000	2 000	2 000
	12.2 база "Лазур"	Възлагане	2 500	2 000	2 000	2 000	3 000
	12.3 база "Славейков"	Възлагане	2 000	3 000	13 400	7 000	1 700
13	Други/аварийни ремонти, установъчен ремонт/	Възлагане	5 000	8 000	6 000	6 000	6 000

Разходите за ремонтна дейност през 2021 г. са планирани в размер на 528 хил. лв. с тенденции за периода до 2024 г. да се извършват само минимално необходимото обслужване на съоръженията.

Планът за ремонтна дейност на дружеството за 2020-2024 г. е посочен в табличен вид.

IV. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА

В планираните разходи за социална програма за периода 2020 – 2024 г., са залегнали

изискванията по:

1. Трудова заетост;
2. Професионален подбор, професионална квалификация и преквалификация;
3. Работно време, почивки и отпуски;
4. Заплащане на труда, допълнителни трудови възнаграждения и обезщетения;
5. Безопасни и здравословни условия на труд;
6. Социално развитие, подпомагане и осигуряване.

Прогнозните разходи за социална програма са посочени в табличен вид.

№	Показатели	Мяр-ка	План за 2020 г.	План за 2021 г.	План за 2022 г.	План за 2023 г.	План за 2024 г.
1.	Разходи за заплати	хил. лв.	3630	4390	4390	4390	4390
	в т.ч.: - работн.стол	хил. лв.	30	35	35	35	35
2.	Разходи за осигуровки	хил. лв.	704	849	849	849	849
	в т.ч.: - за ДДПО	хил. лв.	45	45	45	45	45
	- работн. стол	хил. лв.	5	7	7	7	7
3.	Социални разходи, в т.ч.:	хил. лв.	125	125	125	125	125
	-застраховка на персонала, т.1	хил. лв.	7	7	7	7	7
4.	Охрана на труда, в т.ч.:	хил. лв.	12	12	12	12	12
	- трудова медицина, т.7	хил. лв.	1	1	1	1	1
5.	Работно и униформено, облекло, очила за работа, т.2	хил. лв.	24	24	24	24	24
6.	Противоотрови, т.3	хил. лв.	12	12	12	12	12
7.	Почистващи препарати, т.2	хил. лв.	7	7	7	7	7
8.	Групов транспорт, по КТД	хил. лв.	23	23	23	23	23
9.	Обучение на персонала, т.4	хил. лв.	1	1	1	1	1
10.	Лекарства и ваксини, т.2	хил. лв.	1	1	1	1	1
11.	Безплатна храна, т.3	хил. лв.	115	115	115	115	115

III. Финансови аспекти по бизнес плана 2020 г.-2024 г.

„Топлофикация Бургас“ ЕАД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. реализира загуба и отрицателен всеобхватен доход в размер на 520 хил. лв. при отчетена загуба за 2018 г. от 193 хил. лв. и отрицателен всеобхватен доход от 444 хил. лв. За периода на бизнес плана 2020 г. – 2024 г. дружеството е представило прогнозни годишни финансови отчети от които е видно, че от 2020 г. във всяка година от осъществяване на дейността прогнозира да реализира положителен финансов резултат печалба при приходи и разходи посочени в таблицата.

(Хил. лв.)

№	Показатели	Отчет 2018 г.	Очаквано 2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Приходи от продажби	26 726	29 144	32 248	33 444	33 444	33 444	33 444
1.1	от електрическа енергия	18 169	19 043	21 973	22 755	22 755	22 755	22 755
1.2	от топлинна енергия	8 557	10 101	10 275	10 689	10 689	10 689	10 689
2.	Други приходи	1 558	888	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
3.	Общо приходи от дейността	28 284	30 032	33 248	34 444	34 444	34 444	34 444
4.	Финансови приходи	1 496	880	504	512	398	446	368
5.	Общо приходи	29 780	30 912	33 752	34 956	34 842	34 890	34 812
6.	Общо разходи за дейността	-29 509	-30 872	-32 533	-33 248	-33 372	-33 342	-33 376
7.	Разходи за материали	-18 303	-20 283	-21 875	-22 137	-21 393	-22 227	-21 347
8.	Разходи за външни услуги	-1 614	-2 049	-2 064	-2 120	-2 130	-2 117	-2 100

9.	Разходи за заплати и осигуровки	-3 068	-3 592	-4 343	-5 244	-5 244	-5 244	-5 244
10.	Разходи за амортизации	-1 775	-1 744	-1 500	-1 500	-1 600	-1 600	-1 700
11.	Разходи за обезценки на вземания	-540	-288	-380	-350	-340	-330	-300
12.	Други разходи	-5 153	-3 755	-3 082	-3 050	-3 060	-3 071	-3 081
13.	Разходи капитализирани в стойността на активи	944	839	711	1 153	395	1 247	396
14.	Финансови разходи	-573	-560	-186	-174	-147	-110	-128
15.	Общо разходи	-30 082	-31 432	-32 719	-33 422	-33 519	-33 452	-33 504
16.	Печалба/загуба преди данъци	-302	-520	1 033	1 534	1 323	1 438	1 308
17.	Разходи за данъци	109				-8	-144	-131
18.	Печалба/загуба	-193	-520	1 033	1 534	1 315	1 294	1 177

1. Очаквани финансови резултати за 2019 г.

Очакваният финансов резултат от дейността на дружеството през 2019 г., спрямо 2018 г. е влошен, вследствие на намалените финансови приходи, докато от основната дейност е подобрен, загубата е намалена от 1 225 хил. лв. на 840 хил. лв., вследствие на изпреварващия ръст на продажбите, спрямо ръста на разходите за дейността.

Общата стойност на активите на дружеството към 31.12.2019 г. бележи спад, спрямо 2018 г. с 17% в резултат на намаление на стойността на нетекущите активи с 3,82% и на текущите активи с 40,9%, намалението е в частта на текущите и нетекущи търговски и други вземания. Намалени са и общите задължения на дружеството с 43% от 22 296 хил. лв. за 2018 г. на 12 726 хил. лв., основно от намалените текущи търговски и други задължения, независимо ръста на нетекущите задължения по предоставени заеми.

Предвид гореизложеното финансовите показатели изчислени на база балансова структура към 31.12.2019 г. са подобрени и показват, че дружеството е с добра обща ликвидност и разполага със собствени средства за обслужване на задълженията си.

2. Прогнозирани финансови параметри за периода 2020 г. – 2024 г.

2.1. Приходи

Прогнозираните приходи за периода на бизнес плана са определени на база на предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма, цени и премия по чл. 33а от Закона за енергетиката в съответствие с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР.

В състава на приходите най-голям е относителния дял средно за периода е 65% на приходите от електрическа енергия. Приходите от продажба на електрическа енергия незначително нарастват през 2024 г. с 3,56%, спрямо 2020 г., докато ръста на приходите на топлинната енергия е с 4%. В състава на другите приходи са включени приходи от обратно проявление на вече обезценени в предходни периоди вземания.

2.2. Разходи

В прогнозираните разходи за дейността, процентът на разходите за материали е най-голям, тъй като разходите за гориво природен газ са с най-голям относителен дял в себестойността на произвежданите продукти. Разходите за възнаграждения на персонала и начисленията за социални осигуровки и надбавки са индексирани спрямо базовите нива през 2019 г.

Финансовите разходи са основно за плащане на лихвите и комисионните по заем от „Първа инвестиционна банка“ АД и емитирани от дружеството облигации.

2.3. Прогнозен отчет на паричните потоци

В прогнозираните парични потоци за разглеждания период, постъпленията са от основна дейност, 65% са от продажба на електрическа енергия, 34% от продажби на топлинна енергия и постъпления свързани с плащания по вземания по отпуснати от „Топлофикация Бургас“ ЕАД заеми. В плащанията за основна дейност, 67% се отнасят за погасяване на задължения за доставки на природен газ и биогориво и 12% за плащания към

персонала и социалното осигуряване. В периода 2020 г.-2024 г. дружеството погасява задълженията си по получен банков кредит от „Първа инвестиционна банка“ АД и облигационен заем.

Дружеството посочва, че при управление на ликвидния риск ще извършва постоянно контролно наблюдение на фактическите и прогнозните парични потоци по периоди напред с оглед да поддържа равновесие между матуритетните граници на активите и пасивите.

2.4. Активи и пасиви

Нетекущите активи в 2024 г. бележат ръст на 39 610 хил. лв. от 34 819 хил. лв. за 2020 г. в частта на имоти, съоръжения, машини, оборудване, на нетекущи търговски и други вземания и предоставени заеми. Текущите активи намаляват от 6 546 хил. лв. за 2020 г. на 4 349 хил. лв. в 2024 г. в резултат на прогнозирано намаление на предоставените заеми.

Собственият капитал на дружеството нараства в периода на бизнес плана от 37 691 хил. лв. за 2020 г. на 42 901 хил. лв. за 2024 г. от прогнозирания ръст на резервите и от положителния финансов резултат.

Нетекущите пасиви бележат спад от 2 723 хил. лв. за 2020 г. на 240 хил. лв. през 2024 г., вследствие на намалените задължения по заеми.

Текущите пасиви също намаляват от 951 хил. лв. за 2020 г. на 818 хил. лв. в края на периода, вследствие погасяване на текущите задължения по заеми и намаляване на текущи търговски и други задължения.

Дружеството е представило справка за достигнатия процент събираемост на вземанията от топлинна и електрическа енергия за 2019 г. и прогноза по години на бизнес плана 2020 г.-2024 г., при която са формирани паричните постъпления от продажби в прогнозирания отчет на паричните потоци. Достигната събираемост на вземанията през 2019 г. е 83,33% от топлинна енергия и 100% от електрическа енергия. В бизнес плана за 2020 г. е заложена 84% събираемост на вземанията от топлинна енергия, а за всяка следваща година 76,60% и 100% за електрическата енергия.

Структурата на пасива на баланса в 2020 г. е в съотношение 91% собствени средства и 9% привлечени средства при 74% собствени средства и 26% привлечени средства в 2019 г., а в края на периода 2024 г. се променя на 98% собствени средства и 2% привлечени средства.

Прогнозираното съотношение показва, че „Топлофикация Бургас“ ЕАД ще осъществява дейността си със собствени средства.

2.5. Финансови показатели изчислени на база балансова структура

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за 2020 г. е 1,08, като запазва стойността си и през 2024 г., което означава, че дружеството прогнозира да осигури собствен паричен ресурс за финансиране изпълнението на инвестиционната програма.

Съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви във всяка една година от бизнес плана е със стойности, които определят добра обща ликвидност или дружеството ще притежава собствен оборотен паричен ресурс да посреща текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и дългосрочни и краткосрочни пасиви в разглеждания период също се подобрява и показва, че дружеството ще разполага със собствен капиталов ресурс да обслужва финансовите си задължения и подобри своята финансова независимост.

3. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

Прогнозираните инвестиционни разходи и източниците за финансиране по години са представени в таблицата:

(хил. лв.)

Години	Стойност на инвестициите	Собствени средства	Привлечени средства
2020 г.	1 422	1 422	0
2021 г.	2 306	2 306	0

2022 г.	790	790	0
2023 г.	2 494	2 494	0
2024 г.	792	792	0
общо	7 804	7 804	0

Въз основа на направения анализ на параметрите в бизнес плана може да се направи извод, че заложените прогнозни финансови резултати от дейността за всяка година определят положителни тенденции относно финансовото развитие на лицензионните дейности за целият период на бизнес плана.

Изказвания по т.1.:

Докладва П. Младеновски. По административното производство е изготвен доклад от работната група, който е приет на закрито заседание на Комисията. След проведеното открито заседание на 29.01.2020 г. Няма настъпили нови факти и обстоятелства, които да променят предварително изложените в доклада изводи. Предвид това и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

1. Да одобри на „Топлофикация Бургас“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-024-05 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация Бургас“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-024-05 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – 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.2. Комисията, след като разгледа фактите и обстоятелствата във връзка с **Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 8300 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 3407 от 2019 г., установи следното:**

С Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г., в частта по т. VII.2, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), считано от 01.07.2017 г., е актуализирала преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство – 289,78 лв/ MWh, без ДДС, на основание чл. 32, ал. 4 от Закон за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ).

Това решение е обжалвано от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, във връзка с което е образувано адм. дело № 8300 от 2017 г., по което е постановено Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град (АССГ) за отмяна на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в частта му по т.VII.2, като незаконосъобразно. Със същото решение АССГ е върнал преписката на КЕВР за ново разглеждане при съобразяване с дадените в решението указания по тълкуването и прилагането на закона. Решението на АССГ е обжалвано пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 3407 от 2019 г. С Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение по адм. дело № 3407 от 2019 г. е оставено в сила Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на АССГ по адм. дело № 8300 от 2017 г.

В мотивите на своето решение АССГ е установил, че оспореният акт Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в частта му по т.VIII.2, е издаден от компетентен орган, съобразно предоставената от законодателя оперативна самостоятелност. АССГ е приел, че оспореното решение е издадено в предвидената от закона писмена форма и съдържа изброените в чл. 59, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) реквизити: наименование на органа, който го издава, наименование на акта, адресат, разпоредителна част, определяща правата и задълженията, начин и срок на изпълнение, срок и начин на обжалване и е подписано от председателя на колективния орган. Съдът обаче е посочил, че в решението липсва изложение на фактическите установявания, направени от регулаторния орган и техният анализ, които да обосновават приетите изводи за размера на актуализираната преференциална цена.

АССГ е установил, че според Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР един плътен кубик дървесна маса е 0,64 тона, предвид възприетия подход за установяване на съотношението на един пространствен кубик към един плътен кубик дървесина, като не са обосновани приетите данни по отношение на цената на дървесината. На следващо място, съдът е посочил, че от мотивите на оспорения административен акт не могат да бъдат установени заложените от КЕВР влажност и разход на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия.

АССГ е посочил, че според заключението на приетата по делото експертиза, че при определяне на цената е заложен показател за влажност 15 %, но при цена за суровина с влажност 50 % и 1,378 тона суровина, необходими за производството на 1 MWh електрическа енергия, докато на централа на жалбоподателя, която работи именно с дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване (която дървесина е с висока влажност), са необходими средно около 3,87 тона суровина, т.е. 3 пъти повече от заложеното количество.

Според съда в оспореното решение на КЕВР не се съдържа обосновка относно утвърдените в размер от 15 лева/тон разходи за дробене. На следващо място съдът е изложил, че в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР е прието, че средната годишна продължителност на работа е 7000 часа, докато съгласно заключението на вещото лице предвид необходимостта от спирания на производствения процес за профилактики, както и принудително наложени технологични прекъсвания поради аварии и непредвидени обстоятелства, следва да се приеме, че средногодишната производствена продължителност е в долната част на посочения интервал, т.е. 6000 часа.

АССГ е посочил, че в мотивите на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР е прието, че при система с котел за директно изгаряне с диетермично масло за

термотрансферен флуид и ORC турбогенератор коефициентът на полезно действие на първично вложената енергия в цикъла е 24 % и се отнасят само за турбината на централите от този вид, докато съгласно заключението на вещото лице, за получаването на общ коефициент на полезно действие на инсталацията, електрическата ефективност би следвало да се коригира с ефективността на парогенератора, т.е. да е в размер на 21,24 %.

На следващо място АССГ е посочил, че цената на електрическата енергия, произведена от биомаса, се актуализира с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи, изчислен като произведение от изменението на съответния разход и дела на съответния ценообразуващ елемент. В тази връзка съдът е изложил, че в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР е посочено какви са коефициентите, отразяващи изменението на разходите за горива за транспорт и на разходите за труд и работна заплата, както и че индексът за изменението цената на дървесината е 100,7, но не е ясно обаче с какъв коефициент (изчислен като произведение от изменението на съответния разход и дела на съответния ценообразуващ елемент) е изменена цената, нито този коефициент към коя стойност е приложен.

Така поради всичко гореизложено съдът е приел, че актуализираната преференциална цена е определена въз основа на неточно и неясно установени ценообразуващи елементи, а Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР е постановено при липсата на описани факти и обстоятелства, въз основа на които административният орган е приложил материалноправните разпоредби, на които се е позовал. Също така АССГ е посочил, че не е изложено по какъв начин регулаторният орган е стигнал до формиране на коефициентите, съответно до изменението на цените, в резултат от приетите коефициенти, както и че не са ясни конкретните показатели по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, какви конкретни данни и по какъв начин са били анализирани от КЕВР.

В заключение АССГ е приел, че в обжалваната част Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР не е мотивирано, тъй като липсват фактите, въз основа на които са направени изводите от страна на административния орган за изменението на преференциалната цена.

Решението на АССГ е потвърдено с решение на ВАС, в мотивите на което съдът е посочил, че АССГ правилно е приел, че административния акт е издаден от компетентен орган, но при неспазване на установената форма и при допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила, а именно: при липса на фактически основания въз основа на които са изменени преференциалните цени. Според ВАС в тежест на КЕВР е да обоснове и докаже по какъв начин органът е стигнал до формиране на коефициентите, съответно до изменение на цените, но такива фактически данни и доказателства по делото липсват. В тази връзка ВАС посочва също, че от Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР не стават ясни конкретните показатели по чл. 32, ал. 5 ЗЕВИ, поради което на практика този административен акт е изцяло лишен от обосновка за това как и по какъв начин, въз основа на кои конкретни данни е актуализирана преференциалната цена.

Предвид горното ВАС приема за законосъобразен извода на АССГ за допуснато нарушение във връзка с ценообразуващите фактори и изходните данни, респ. и че процесните цени са определени без надлежна обосновка, която да ги обуславя, тъй като в мотивите на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР не се съдържат конкретни съображения. Според ВАС същественото изменение на разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива и за труд и работна заплата изисква излагане на конкретни мотиви от административния орган, каквито липсват в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г.

На следващо място ВАС е установил, че в случая е налице разлика между преференциална цена по т. VII.2 в размер на 289,78 лв./MWh, определена от КЕВР с Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР и предложената такава в доклада – в размер на 234,53 лв./MWh. В тази връзка ВАС установява, че по делото не са представени доказателства за спазването на чл. 36, ал. 4 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и нейната администрация, съгласно която когато КЕВР

приеме решение, различно от предложения проект, мотивите към него се изготвят в 3-дневен срок от провеждане на заседанието.

В заключение ВАС приема за правилни изводите на първоинстанционния съд, че Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. VII.2, е немотивирано, което представлява неспазване изискванията на чл. 59, ал. 2, т. 4 АПК и съществено нарушение на административнопроизводствените правила, тъй като ограничава правото на защита на засегнатите от него лица и пречатства съдебния контрол върху неговата материална законосъобразност.

Съгласно чл. 173, ал. 1 от АПК, след като обяви нищожността или отмени административния акт, съдът решава делото по същество, когато въпросът не е предоставен на преценката на административния орган. Извън тези случаи, както и когато актът е нищожен поради некомпетентност или естеството му не позволява решаването на въпроса по същество, съдът отменя административния акт и изпраща преписката на съответния компетентен административен орган за решаване на въпроса по същество със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона (чл. 173, ал. 2 от АПК).

С оглед изложеното, предвид отменителното съдебно решение и разпоредбите на АПК, КЕВР следва да се произнесе с ново решение вместо отмененото, като спазва указанията на съда по тълкуването и прилагането на закона, при прилагане на действащите към момента на постановяване на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г., в частта по т. VII.2., материалноправни норми относно актуализирането на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, което налага извършване на технико-икономически анализ на фактите и обстоятелствата, релевантни към момента на приемане на посоченото решение на КЕВР. Предвид отмененото Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г., в частта по т. VII.2., на КЕВР и ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса по реда и при условията на ЗЕВИ, новото решение на КЕВР следва да бъде приложимо за периода 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г.

Предвид горното и след анализ на относимите факти и обстоятелства се установи следното:

Според чл. 31, ал. 1 от ЗЕВИ, в редакцията обн. ДВ, бр. 100 от 18.12.2015 г., електрическата енергия от възобновяеми източници се изкупува от обществения доставчик, съответно от крайните снабдители, по определената от КЕВР преференциална цена, действаща към датата на въвеждане в експлоатация по смисъла на Закона за устройство на територията на енергийния обект за производство на електрическа енергия. Електрическата енергия от възобновяеми източници се изкупува въз основа на сключени дългосрочни договори за изкупуване, като цената не се изменя за срока на договора за изкупуване, освен в случаите на по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ – актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса (арг. от чл. 31, ал. 2 и ал. 4 от ЗЕВИ).

Съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ КЕВР ежегодно до 30 юни актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, 7 и 8 на чл. 32 от ЗЕВИ, а именно: разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата.

С отмененото от съда Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г., в частта по т. VII.2, КЕВР е актуализирала, считано от 01.07.2017 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, по Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г. на КЕВР, частта по т. VIII.2. Последното решение на КЕВР е отменено с Решение № 5121 от 03.08.2017 г. на АССГ по адм. дело № 8362 от 2016 г., оставено в сила с Решение № 9156 от 04.07.2018 г. на ВАС по адм. дело № 11497 от 2017 г., като съдът е върнал преписката на КЕВР за ново разглеждане при съобразяване с дадените в решението указания по тълкуването и

прилагането на закона. В тази връзка КЕВР е постановила Решение № Ц-1 от 15.02.2019 г.

След извършен технико-икономически анализ, стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ - разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата, е както следва:

1. Изменение на стойността на разходите за суровини.

Съгласно чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя от КЕВР, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини. В тази връзка с писмо с вх. № Е-03-13-3 от 16.05.2017 г. министърът на земеделието, храните и горите е уведомил КЕВР, че средният индекс на изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дърва за горене за периода от 01.04.2016 г. до 31.03.2017 г. спрямо периода от 01.04.2015 г. до 31.03.2016 г. е в размер на 0,7%.

Въз основа на горното изменените разходи за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, са в размер на 117,58 лв./MWh след дисконтиране, същите съставляват 40,57% от общите разходи.

2. Изменение на стойността на разходите за горива за транспорта.

Съгласно чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година. С писмо с вх. № О-05-00-2 от 15.05.2017 г. председателя на Националния статистически институт (НСИ) е уведомил КЕВР, че процентното изменение за 2016 г. спрямо 2015 г. на цените на горивата за транспорт е в размер на „-11,6%“. В тази връзка изменените разходи за горива за транспорт са в размер на 11,15 лв./MWh след дисконтиране, същите съставляват 3,85% от общите разходи.

3. Изменение на стойността на разходите за работна заплата.

Съгласно чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от НСИ за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година. С писмо с вх. № О-05-00-2 от 15.05.2017 г. председателя на НСИ е уведомил КЕВР, че процентното изменение за 2016 г. спрямо 2015 г. на средната годишна работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение е в размер на 9,5%. В тази връзка изменените разходи за работна заплата са в размер на 14,60 лв./MWh след дисконтиране, същите съставляват 5,04% от общите разходи.

Според чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи - разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. В настоящото административно производство коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ е в размер на **0,32%**. Същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи, а именно:

$$0,32\% = 41,90\% * 0,70\% + 3,90\% * (-11,60\%) + 5,11\% * 9,50\%, \text{ където:}$$

41,90% - относителен дял на разходите за дървесни остатъци, преди дисконтиране;

0,70% - процент на изменение на разходите за дървесни остатъци, по данни на

Министерството на земеделието, храните и горите;

3,90% - относителен дял на разходите за горива за транспорт, преди дисконтиране;

-11,60% - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ;

5,11% - относителен дял на разходите за труд и работна заплата, преди дисконтиране;

9,50% - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ.

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, както и нейните ценообразуващи елементи са:

	Актуализирана преференциална цена и ценообразуващи елементи:	в лв./MWh, без ДДС	дял, в %
	Актуализирана преференциална цена	289,78	100%
1.	Експлоатационни разходи, в т.ч.:	190,48	65,73%
1.1.	Разходи за ремонт	30,85	16,27%
1.2.	Други разходи	16,30	
1.3.	Разходи за труд и работна заплата	14,60	5,04%
1.4.	Разходи за горива за транспорт	11,15	3,85%
1.5.	Разходи за суровини	117,58	40,57%
2.	Разходи за амортизации	54,33	18,75%
3.	Възвръщаемост	44,97	15,52%

Въз основа на гореизложеното КЕВР счита, че от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. актуализираната преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, следва да бъде определена в размер на 289,78 лв./MWh, без ДДС.

Изказвания по т.2.:

Докладва И.Александров. С Решение № Ц-17 от 2017 г., считано от 01.07.2017 г., Комисията е актуализирала преференциалната цена на електрически централи (произвеждащи електрическа енергия с инсталирана мощност до 5 MW), която е от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство – 289,78 лв/ MWh. Това решение на Комисията е обжалвано от „Еко Енерджи Мениджмънт” ООД, във връзка с което е образувано адм. дело № 8300 от 2017 г., по което е постановено решение на Административен съд София – град за отмяна на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в частта му по т.VII.2, като незаконосъобразно. Със същото решение АССг е върнал преписката на КЕВР за ново разглеждане при съобразяване с дадените указания по тълкуването му. Решението на АССг е обжалвано пред Върховния административен съд, въз основа на което е образувано адм. дело от 2019 г. С решение от 03.07.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение, е оставено в сила решението на АССг. АССг е установил, че според Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР един плътен кубик дървесна маса е 0,64 тона. Съдът е установил, че цената на дървесината (която е влязла в крайната цена на електрическата енергия) е недоказана. АССг е посочил, че използваната от Комисията

влажност от 15 % не съответства на действителната влажност на дървесината, която се използва в централата. Нормата в ценовото решение е 1,378 тона суровина за производството на 1 MWh. При по-високата норма е необходима близо три пъти повече суровина на производството на 1 MWh: 3,87 тона. Следващата забележка е относно количеството произведена електрическа енергия, т.е. часовете, които са заложили в ценовия модел. Комисията е образувала цената при 7000 часа ефективни часове с пълно натоварване на инсталацията, докато вещото лице е установило, че при спазването на всички дейности по профилактика и т.н. са необходими 6000 часа. Четвъртата оспорена и върната за повторно разглеждане и произнасяне от страна на Комисията е позицията относно коефициента на полезно действие. Комисията е използвала 24% КПД. Вещото лице е изчислило, че при това КПД за турбината трябва да се добави и КПД-то на енергийния котел, с което общото КПД на цялата инсталация пада на 21,24. При връщане на мотивите, Комисията се произнася отново относно цената. И. Александров обясни, че обжалваното решение е за корекция на цена от ВЕИ. Това не е решение за образуване на цена, при което тези базисни параметри от самата цена са от съществено значение и биват обект на анализ, коментар и доказване. Комисията образува цена за ВЕИ-та на група потребители, за група инсталации, които в случая са до 5 MW. Конкретната инсталация е 1 MW и тя е единствената, която попада в тази група. Съществен елемент е, че тези параметри се дискутират, когато Комисията първоначално постановява своето решение за образуване на цена. Към онзи момент решението не е обжалвано от конкретния производител „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Работната група започва отново разглеждането на преписката и няма друг изход, освен да се съобрази с изискванията на закона по отношение корекция на цена – да се вземат от съответните институции коефициентите на изменение на дървесината, на труд и работна заплата, на разхода за горива. Това е направено и в съответствие с чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ се образува нов коефициент, който на стр. 5 е подробно описан – от какво се състои и как е изчислен. Той е 0,32%. След умножение по старата цена се получава новата цена. След тези изчисления работната група отново изчислява цената от 289,78 лв. На стр. 5 и стр. 6 в табличен вид е посочено изменението на съответните разходи – в проценти и в лв./МВтч. Предвид гореизложеното и на основание чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с изпълнение на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 8300 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 3407 от 2019 г., работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за актуализиране на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от 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, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г.

А. Йорданов каза, че иска да попита работната група, извън тази чисто процедурна главоблъсканица, дали приема като основателни мотивите на вещото лице, които съдът е акредитирал. Това не влияе на настоящото решение.

И. Александров каза, че не може да се отговори обобщено с едно изречение за всички показатели. Може да се говори за всеки един показател поотделно. Когато Комисията е образувала цената в нейния първоначален вид, тя е заложила някакви параметри, някаква рамка за тези централи, които искат и ще бъдат присъединени след като цената вече е известна при съответните показатели. След като централата е присъединена по тези условия, всяко едно оспорване на всеки един показател и търсенето на съответствието му с неговата конкретна работа е индивидуално ценообразуване, а не общо/групово, какъвто е смисълът на определяне на цени за група. Най-ясен е първият

показател, който е най-атакуван от това дружество: какво количество дървесина със съответната влажност е необходимо на централата за производството на 1 МВтч. Комисията се е спряла на 15% влажност. Тя е заложила в ценовото решение суха дървесина. Това предполага като част от цялата инвестиция да има и сушилна инсталация, в която мократа дървесина да бъде изсушавана и да достигне 15%. При тези условия 1,37 норма на вход би било достатъчно. При това условие може би е необходима по-голяма инвестиция за самата инсталация. Тези показатели са били известни при първоначалното решение и цена. Базисното решение е от 2013 г. Оттогава работната група актуализира цената. Същото може да се коментира и по отношение на часовете. При проверка от страна на Комисията е констатирано, че часовете са около 7 000. При намаляване на часовете цената би се вдигнала. Това са условията, които Комисията е заложила.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с изпълнение на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 8300 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 3407 от 2019 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Актуализира, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, в размер на 289,78 лв./MWh, без ДДС.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация Бургас“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-024-05 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

По т.2. както следва:

Актуализира, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност

до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, в размер на 289,78 лв./MWh, без ДДС.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № БП-3 от 06.02.2020 г. относно бизнес план на „Топлофикация Бургас“ ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-112 от 04.02.2020 г. и Решение на КЕВР № Ц-6 от 06.02.2020 г. относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 17 от 30.06.2017 г. в частта по раздел VII, т. 2 с Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 8300 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 3407 от 2019 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(Н. Косев - главен експерт)