

Р Е Ш Е Н И Е

№ БП – 2

от 21.01.2015 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 21.01.2015 г., като разгледа доклад с вх. № О-Дк-358/01.12.2014 г. относно бизнес план на „Топлофикация София” ЕАД за периода 2015 г. - 2019 г. и събраните данни при проведеното на 14.01.2015 г. открито заседание, установи следното:

„Топлофикация София” ЕАД притежава лицензия № Л-032-03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ за срок от 20 /двадесет/ години, лицензия № Л-031-02/15.11.2000 г. за дейността „производство на топлинна енергия“ за срок от 20 /двадесет/ години и лицензия № Л-033-05/15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“ за срок от 20 /двадесет/ години.

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 Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР, Комисията) бизнес планове са неразделна част от лицензиите и се оформят като приложение, което периодично се актуализира. Съгласно чл. 49, ал. 3 от НЛДЕ актуализирането на бизнес плана не се счита за изменение на лицензията.

ДКЕВР със свое решение №БП-09/25.05.2011 г. е одобрила предходния бизнес план на „Топлофикация София” ЕАД за периода 2010 г. - 2014 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.

С писма изх. № Е-14-01-41/20.10.2014 г. и изх. № Е-14-01-41/10.11.2014 г. на ДКЕВР от „Топлофикация София” ЕАД е поискано да представи информация, с писма с вх. № Е-14-01-41/28.10.2014 г., вх. № Е-14-01-41/18.11.2014 г. дружеството е представило исканата информация.

След анализ на съдържанието на представения бизнес план назначената с Ваша заповед № 3-Е-227/20.10.2014 г. работна група установи следното:

Представеният от „Топлофикация София” ЕАД бизнес план е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ. Изработен е за петгодишен период 2015 г. - 2019 г. 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.

1. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПРОГРАМАТА ЗА ПЕРИОДА 2010 – 2014 г.

1. Изпълнение на инвестиционната програма.

Заложените мероприятия за изпълнение в инвестиционната програма за 2010 - 2014 г. са в съответствие с разработената и приета от СОС „Програма с оздравителни мерки за подобряване на финансово-икономическото и технологично състояние на „Топлофикация София” ЕАД, като финансовото обезпечаване на реализацията на обектите е предвидено главно със собствени средства, както и със средства от ЕС, свързани с обезпечаване спазването на екологичните изисквания при работата и повишаване на енергийната ефективност на съоръженията.

Изпълнението на инвестиционната програма 2010 - 2014 г., с планираните и изразходвани средства по години в хил. лв., е както следва:

Година на реализация	План по години	Наложена корекция	Обезпеченост със средства		Изпълнение	Процент на изпълнение
			собствени	привлечени		
2010	29 140	20 038	20 038	-	12 522	62%
2011	37 224	-	21 324	15 900	19 961	54%
2012	46 425	-	33 290	13 135	34 367	74%
2013	56 448	-	53 515	2 933	23 850	42%
2014	61 038	-	49 825	11 213	-*	-*
Общо	230 275	221 173	177 992	43 181	90 700**	58%***

Забележки:

-знак *- изпълнението ще бъде отчетено в края на 2014 г.

-знак **- общият резултат на изпълнение за периода е без изпълнението за 2014 г.

-знак ***- общият процент на изпълнение за периода е без процента за 2014 г.

За разглеждания петгодишен период изпълнението на инвестиционната програма е около 60%, като не е отчетено изпълнението за 2014 г.

Изпълнените по-значими задачи от инвестиционната програма за периода 2010 - 2014 г. са:

- **„Инженеринг на турбогенератор ТГ 9 с мощност 35 MW и спомагателно оборудване в ТЕЦ „София“.** Проектът приключва през 2014 г., като се предвижда новият турбоагрегат да работи устойчиво в широк диапазон на изменение на параметрите на мрежата и при базово целогодишно натоварване, като изпълнява нормативните изисквания за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия ($KPD \geq 80\%$ и $\Delta F \geq 10\%$). С внедряване на обекта ще се постигне положителен годишен финансов резултат от 9 000 хил. лв. и екологичен ефект от спестени 19 100 т. CO_2 екв/г.

- **„Каскадно присъединяване на турбина ТГ 8А в ТЕЦ „София“.** Задачата за каскадно присъединяване на ТГ 8А към ТГ 8 стартира в съответствие с Договор У-161/01.07.2013 г. с изпълнител консорциум „Дженерал Енерго“. Целта на разработката е да се оползотвори съществуващият потенциал на пара (8-13 ата) за комбинирано производство на енергия, като се замени използването на редуциращо-охладителни устройства (РОУ) при покриване на топлофикационни товари. В случая, каскадното присъединяване на турбина ТГ 8А ще позволи блокът ТГ 8 / ТГ 8А да изпълни съвременните нормативни изисквания за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;

- **„Инсталация за оползотворяване на градските отпадъци за енергийни цели“.** През 2013 г. и 2014 г. е в ход изпълнение на договор за консултантска услуга „Техническа помощ за проектиране на инсталация в София с оползотворяване на RDF“, сключен между „Топлофикация София“ ЕАД и Ramboll A/S, Дания. В резултат са изготвени техническо задание за възлагане на ОВОС, идеен проект на инсталация за изгаряне на RDF, тръжна документация за провеждане на търг за цялостно изграждане по условията на „Fidik“ и апликационни заявления за привличане на външни финансови средства за изграждане на инсталацията.

На база тази разработка бе обосновано, че в резултат на оползотворяване на 180 000 тона RDF годишно ще се осъществи диверсификация на горивната база, като ще се редуцира с 11% използвания от дружеството природен газ. Инсталацията за RDF е с инсталирани 20 MW_e и 58 MW_t мощност, като след внедряването ѝ ще бъде постигнат положителен годишен финансов резултат от 11 500 хил. лв. и екологичен ефект от спестени 150 000 т. CO_2 екв./г.

- **Обезпечаване финансовото подпомагане от МФК на приоритетни обекти за дружеството.** „Топлофикация София“ ЕАД е получило одобрение за финансиране на изпълнението на следните задачи:

- Повишаване на енергийната ефективност при преноса на топлинна енергия чрез подмяната на 100 км трасе;
- Изграждане на когенерираща инсталация за ВОЦ-ове „Овча Купел”;
- Реконструкция и модернизация на котлоагрегати ЕК 220 т/ч ст.№7 и №8 в ТЕЦ „София”;
- Модернизация на турбоагрегат ТГ 3 в ТЕЦ „София Изток” с нова противоналегателна турбина;
- Изграждане на утилизационна инсталация на котлоагрегат ЕК 220 т/ч №9 в ТЕЦ „София”;
- Утилизация на димни газове във ВОЦ.

• **Дейност за реализация на мероприятия в изпълнение на плана за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО.** Дружеството е обосновало, защитило и е получило одобрение за включване на следните задачи:

- Изграждане на Когенерираща инсталация за ВОЦ „Сухата река”;
- Модернизация на турбоагрегат ТГ 4 в ТЕЦ „София Изток” с нова противоналегателна турбина;
- Рехабилитация на участъци от топлопреносната мрежа на ТР „София” и ТР „София Изток”;
- Подмяна на мрежови връзки в топлофикационната система на ТР „София”.

В рамките на периода са направени технически задания и подготвени тръжни документи за реализацията на обектите в следващия програмен период 2015- 2019 г.

• **Изграждане на Система за непрекъснати измервания (СНИ) на вредни вещества в изходящи димни газове в ОЦ „Земляне”.** С изграждането на системата се приключва изпълнението на предписанието за задължителен мониторинг на ГГИ в дружеството, за централи с инсталирана мощност над 50 MW.

• **По-малки обекти от инвестиционната програма 2010 - 2014 г., изпълнени под контрола на топлофикационните райони, са както следва:**

ТР „София” - Подмяна на конвективни пакети на ВК 4; подмяна система за защита и сигнализации на ТГ ст. № 6; подмяна на прекъсвачи 110 kV; доизграждане на системи за впръскване на ПГ 9 и изграждане на подсистемата на технологичните процеси за ЕК 220 t/h ст. №9; филтър за съхранение на йонити и др.;

ТР „София Изток” - Утилизация на димните газове от ЕК 2; подмяна на конвективни пакети на ВК 4; инсталация за производство на топлинна енергия с гореща вода чрез оползотворяване на свободното количество пара; АСУТП на термохидравличните режими; система за контрол и регистрация на вибрациите на ТГ 1 и ТГ 2; подмяна на паропроводи от паропрегревател IV степен до главна парна задвижка на енергиен котел №1; основен ремонт на ТГ № 5 с обновяване на защиты и блокировки и др.

ТР „Земляне” - Подмяна на нагревни повърхности на ВК ст.№ 3; подмяна на контролер на ВК 1; реконструкция на пултове в командна зала; монтаж на инвертори на вентилатори във ВОЦ; подмяна на нагревни повърхности на ВК 5 и др.

ТР „Люлин” - Подмяна димогарен сноп и задна камера на ПК ст.№ 1 и 2; подмяна димогарен сноп ВК 7,5 ст.№1 във ВОЦ „Инжстрой”; подмяна на нагревни повърхности на утилизатор за ПК 3; подмяна на пластинчати топлообменници; доставка, изработка и монтаж на конвективни пакети на ВК 2; доставка, изработка и монтаж на екранна система на ВК 3 и ВК 4 и др.

• **Топлопреносна мрежа (ТПМ)**

Изпълнението на инвестиционната програма за рехабилитация на топлопреносната мрежа включва:

- Подмяна на участъци от топлопреносната мрежа 44,8 км при планирани за подмяна на 70 км или изпълнението е 64%;
- Подмяна на абонатни станции (АС) – подменени са всички предвидени 1 915 бр. АС или изпълнението е 100%;
- Подменени са общо 296 бр. компенсатори и арматура;

- Подменена е изолацията на общо 14,4 км топлопроводи.

С изпълнението на тази част от инвестиционната програма за изминалия период е постигнато намаляване на консумираната топлинна енергия при крайния консуматор, на технологичните разходи и загубите на вода в топлопреносната мрежа.

2. Изпълнение на производствената програма.

Отчетът за производствената програма за изтеклия период е съставен от отчетните данни за 2010 - 2013 г., отчетни данни за първите шест месеца на 2014 г. и прогнозните данни от бизнес програма 2010 - 2014 г. за второто полугодие на 2014 г., която е изготвена при самостоятелна работа на топлоизточниците.

За разглеждания период 2010 г. - 2014 г. е постигнато: увеличение на производството на електрическа енергия, намаление на собствените нужди от електрическа енергия, намаление на собствените нужди от топлинна енергия, намаление на купената електрическа енергия, намаление на технологичните разходи по преноса.

2.1. Производство на топлинна енергия

Производството на топлинна енергия е функция на няколко основни параметъра:

- Климатичен фактор, отчетен през отоплителни денградуси;
- Клиенти – количество присъединен топлинен товар;
- Специфична консумация за отопление, отразяваща поведението на клиентите (саниране на сградите, индивидуално регулиране);
- Собствени нужди на инсталациите за производство;
- Цялостно спиране на топлоизточници за извършване на неотложни ремонти, както и реконструкциите по топлопреносната мрежа;
- Технологични разходи при преноса на топлинната енергия.

Произведената топлинна енергия през отчетния период е с 3% по-малко от планираната и е в размер на 24 539 хил. МВтч. В таблицата по-долу е представена подробна информация по години:

Показатели	Мярка	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
		отчет	отчет	отчет	отчет	очаквано
1. Производство на топлинна енергия	МВтч	5 102 305	5 224 869	4 946 563	4 597 170	4 668 227
2. Разходи за собствени нужди от топлинна енергия	МВтч	120 719	106 959	104 434	100 167	108 217
3. Относителен дял на собствените нужди	%	2,4	2,0	2,1	2,2	2,3
4. Отпусната топлинна енергия	МВтч	4 981 586	5 120 532	4 846 314	4 500 899	4 563 454
5. Технологични разходи по преноса	МВтч	918 954	879 727	850 205	786 049	832 778
6. Относителен дял на технологичните разход	%	18,4	17,2	17,5	17,5	18,2
7. Отчетена топлинна енергия	МВтч	4 062 632	4 240 806	3 996 109	3 714 850	3 730 676
8. Неразпределена енергия	МВтч	0	0	0	0	-32 743
9. Фактурирана топлинна енергия	МВтч	4 062 632	4 240 806	3 996 109	3 714 850	3 763 420
- пара	- “-	2 962	0	0	0	0
- гореща вода	- “-	4 059 669	4 240 806	3 996 109	3 714 850	3 763 420
за жилищни нужди	- “-	3 134 112	3 195 428	3 021 031	2 805 370	2 894 694
- отопление	- “-	1 873 628	1 964 216	1 826 501	1 588 408	1 633 292
- БГВ	- “-	1 260 484	1 231 212	1 194 530	1 216 962	1 261 402
за организации	- “-	925 558	1 045 378	975 078	909 480	868 725
- бюджетни	- “-	435 287	501 624	459 616	429 031	407 282
- небюджетни	- “-	490 271	543 753	515 462	480 449	461 443

Влияние на отделните параметри върху производството:

- Средногодишните отоплителните денградуси за разглеждания период са с 1,4% повече от средните за предходния петгодишен период 2005 - 2009 г. и възлизат на 2 675, при изчислителни за град София 2 900;

- Броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода е нараснал с 5%, отопляемият обем - с 6%, а присъединеният топлинен товар - с 4%. В резултат от намаления ръст на строителството и броя на довършваните обекти се наблюдава постепенен спад на ръста на клиенти през годините, от почти 2% през 2010 г. до 0,3% през 2014 г. Идентична е динамиката на присъединения топлинен товар, а отопляемият обем следва тенденцията с малки отклонения. Влияние тук оказват по-добрите топлотехнически характеристики на новоприсъединените сгради, за които по-голям отопляем обем се обезпечаваша с по-малък топлинен товар;

- От 2011 г. дружеството няма клиенти на топлинна енергия с топлоносител пара.

- Специфичната консумация за отопление на жилищните сгради, отразяваща поведението на клиентите (саниране, индивидуално регулиране), е намаляла от 32,4 кВтч/м³ годишно в началото на отчетния период до 27,63 кВтч/м³ годишно в края на периода. Намалението е с 14,6%. Общата консумация на топлинна енергия в жилищните сгради е намаляла с над 10%. Намалението е по-малко, поради увеличението на консумацията на топлинна енергия за битово горещо водоснабдяване (БГВ) вследствие увеличени брой на клиентите. Топлинната енергия за отопление е преизчислена спрямо нормативно определените денградуси. Нараства дялът на топлинната енергия за БГВ, който в края на периода достига 44% от общата консумация на топлинна енергия.

- Собствените нужди на топлинна енергия общо през отчетния период са в размер на 540 хил. МВтч, което е по-малко от планираното с 12,6% и представлява 2,2% от произведената енергия, при планирано 2,45%.

- Технологичните разходи при преноса, общо за отчетния период, възлизат на 4 267 712 МВтч или с около 4% по-малко от планираните. Това се дължи главно на целенасочените дейности по рехабилитация на мрежата, както с изпълнението на проекта за рехабилитация на топлофикационната система, така и на дейностите извън него, финансирани изцяло със собствени средства. Общо подменените тръбопроводи са близо 45 км трасе, 300 компенсатора и 380 арматури, възстановена е изолацията на 14,4 км въздушно положени тръбопроводи. Подменените абонатни станции са 1 915 бр.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия през отчетния период и с действие в противоположни посоки, (по-високите денградуси, ръст на клиентите, намалените собствени нужди, намалените технологични разходи при преноса и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление) са довели до по-ниско производство.

2.2. Производство на електрическа енергия.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 5 097 391 МВтч и е с около 8% повече от планираното, поради реализираната схема за комбинирано производство на топлинна енергия за топлофикационните мрежи, присъединени към ОЦ „Земляне” и ОЦ „Люлин” в ТЕЦ „София” през летните месеци.

№	Показатели	Мярка	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
			отчет	отчет	отчет	отчет	окачвано
1	Производство на електрическа енергия	х.кВтч	943 999	1 056 392	1 028 538	1 077 222	991 240
2	Собствени нужди и разходи за трансформация на електрическа енергия	х.кВтч	191 738	198 028	180 579	190 568	183 963
3	Относителен дял на собствените нужди и р-ди за трансформация	%	20,3	18,7	17,6	17,7	18,6
4	Продажба на електрическа енергия	х.кВтч	752 261	858 364	847 959	886 654	807 277

2.2.1. Собствените нужди в двете ТЕЦ са по-високи от планираните с около 4%, което се дължи на по-високото производство. Загубите при трансформацията са намалени с над 10% спрямо планираните, а относителният им дял е намалял до 2,2% при планиран 2,7%. Това намаление е резултат от оптимизираната електрическа схема в ТЕЦ „София” с прекратяването на износа на ел. енергия през ОРУ 35 kV и въвеждането на новия ТГ9.

2.2.2. Продадена електрическа енергия.

През периода 2010-2014 г. са продадени повече 358 602 МВтч електрическа енергия, което е с 9,45% над планираното количество за периода.

2.2.3. Специфични разходи при производството на енергия

Средните специфични разходи на условно гориво за производство на топлинна и електрическа енергия, отчетни през периода, са съответно 131,57 кг/МВтч и 214,71 г/кВтч. Сравнението спрямо плана е направено за общия специфичен разход на условно гориво за производство на единица енергия. Общият брутен специфичен разход на условно гориво за периода е 143,5 кг/МВтч, при планиран 142 кг/МВтч. С около 1% реализираният разход на гориво за производство е по-висок от планирания. Това се дължи на закъснението във въвеждането на новите по-ефективни генериращи мощности, които са били планирани да са в експлоатация през отчетния период. В същото време специфичният разход за единица продадена енергия е само 0,4% по-висок от планирания, което е резултат от повишената ефективност при преноса и намалените собствени нужди при производството.

2.2.4. Купена електрическа енергия

Общото количество купена електрическа енергия за периода възлиза на близо 299 хил.МВтч, което е с около 11% по-малко от планираното. На графиката по-долу са представени данните по план и отчет за периода, по видове консуматори. За намалената покупка на електрическа енергия, най-голям е дялът на енергията средно напрежение за топлоизточниците. Това се дължи на реализираната лятна схема на работа – хранване на клиентите на ОЦ „Земляне” и ОЦ „Люлин” от ТЕЦ „София”. Намалена е консумацията и в абонатните станции, поради подмяната на 1 915 броя с нови. Увеличена е покупката на електрическа енергия високо напрежение, главно в резултат на тежката авария от декември 2011 г.

2.2.5. Купена вода

Общото количество вода, използвана за производството е 26 091 хил. м³. Планираното количество е с 13% по-малко. Увеличено е количеството на условно чистата вода, а сондажната е намалена спрямо планираната. Около 50% от използваната вода е подадена като добавъчна към топлопреносната мрежа, което е с 4% над планираното. Независимо, че общите технологични разходи при преноса на топлинна енергия през отчетния период са намалени, загубите от изтичане са по-високи от планираните. Това обуславя и по-големите количества добавъчна вода, подавана към мрежата.

3. Изпълнение на ремонтната програма.

За периода 2010 - 2014 г. са планирани средства за ремонт в размер общо на 32 411 хил. лв. Изпълнените ремонти са на стойност 18 014 хил. лв. или 56% от планираното.

Година	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Общо
План, в хил. лв.	7 953	6 960	5 311	7 013	5 174	32 411
Отчет, в хил. лв.	3 231	3 430	4 119	3 634	3 600	18 014
Изпълнение	41%	49%	78%	52%	70%	56%

Планираните средства за ремонт на топлопреносната мрежа са основно за аварийни ремонти. Дейността се оптимизира, така че да се изпълнява с минимален разход на средства, което обуславя по-ниските отчетни разходи спрямо планираните.

При топлоизточниците основните причини за неизпълнението на планираните ремонтни дейности са свързани с факта, че голямата част от ремонтите е възможно да бъдат изпълнени само през летния период, а също така и с провежданите за тези ремонти обществени поръчки. Обжалването на процедурите по обществени поръчки и респективно възлагането на ремонтните дейности води до тяхното отлагане и прехвърляне за следващия неотаплителен период.

4. Изпълнение на социалната програма.

Социалната политика на дружеството се реализира в две основни направления, а именно:

- социално-битово и културно обслужване (СБКО), обект на решенията на общото събрание на работещите в дружеството, обвързани или необвързани с Колективния трудов договор (КТД), в т.ч.: осигуряване за почивки и възстановяване на персонала и членовете на семействата чрез дейността почивно дело, допълнително пенсионно и / или здравно осигуряване, материално подпомагане и стимулиране на персонала, допълнителни социални плащания – ежемесечни и еднократни, спортна дейност и пр.;
- други дейности със социална значимост, предмет на решения на работодателя извън програмата за СБКО и правомощията на общото събрание на персонала, като: опазване живота и здравето на работещите посредством политиката по здравословни и безопасни условия на труд, подобряване условията на труд, стратегия за намаляване на трудовия травматизъм, осигуряване на работни места за трудоустроени, управление на персонала и дейностите по изграждане на фирмена култура и фирмена ценностна система и др.

За периода 2010 г. – 2014 г. дружеството отчита средства за социална програма около 8 800 хил. лв./годишно.

II. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

Основни цели, заложи в представената петгодишна програма 2015 - 2019 г., са технологичната модернизация на предприятието, която следва да понижи производствените разходи, повишаване на енергийната ефективност на централите, гарантиране на надеждността на работата на топлоизточниците и повишаване надеждността и ефективността на ТПМ, подобряването на обслужването на клиентите, ефективно управление на вземанията и повишаване на тяхната събираемост, оптимално използване на финансовите и материални ресурси.

В бизнес програмата е отделено специално внимание на повишаване на енергийната ефективност чрез заместване на стари неефективни съоръжения с такива, отговарящи на съвременните изисквания в производството и чрез реконструкция на 150 км трасе от топлопреносната мрежа при преноса. Няколко са проектите в тази посока, като само част от тях ще бъдат завършени през периода на програмата:

- Изграждане на инсталация за изгаряне на RDF - гориво от градски отпадъци;
- Изграждане на когенерираща инсталация във ВОЦ „Овча купел 2”;
- Монтиране на нови турбогенератори в ТЕЦ „София”;
- Изграждане на когенерираща инсталация във ВОЦ „Левски Г”;
- Изграждане на когенерираща инсталация във ВОЦ „Хаджи Димитър”;
- Рехабилитация на топлопреносната мрежа.

Изпълнението на инвестиционната програма на дружеството за периода 2015 – 2019 г. ще са извършва със собствени средства, с осигурените на този етап средства за безвъзмездно финансово подпомагане, отпуснати по Международен фонд Козлодуй (МФК), и със средствата, предвидени по изпълнение на плана за дерогация по Директива 2009/29/ЕО.

Структурата на финансирането на инвестиционната програма е: 13% собствени средства, 44% банкови кредити и 43% грантови схеми.

Предвидената за изграждане инсталация за изгаряне на RDF (модифицирано гориво от битови отпадъци) е пряко свързана с проекта за управление на отпадъците в София (ПУОС), изпълняван от Столична община. Той предвижда изграждане на завод за рециклиране и компостиране, механично биологично третиране (МБТ) и производство на модифицирано твърдо гориво (RDF), с капацитет 180 000 тона на година.

Инсталацията за оползотворяване на RDF в гр. София ще покрива еконормите за тези съоръжения. С избраната технология се очаква емисиите от централата да бъдат по-ниски от стандартните нива на емисиите за ЕС.

В резултат от изпълнението на планираните инвестиционни мероприятия, общо за периода, се очаква увеличение на производството на електрическа енергия, намаление на купената електрическа енергия, намаление на технологичните разходи по преноса и намаление на специфичните разходи на гориво за производство на електрическа и топлинна енергия.

Увеличената ефективност при преноса и производството ще доведе до намаляване на разходите на дружеството през периода на бизнес плана.

1. Инвестиционна програма.

1.1. Топлоизточници

Конкретните приоритетни обекти от Инвестиционната програма за периода 2015 – 2019 г. са съответно:

Каскадно присъединяване на турбина ТГ 8А в ТЕЦ „София”

Инвестиционната разработка е за реализиране на ново техническо решение за оптимизиране технологичната схема на съществуващия турбогенератор ТГ 8, работещ с редукция на изходящата пара в РОУ от 13/2 до 1,2/2,5 ата и БУ с каскадно присъединяване на нова противоналегателна турбина ТГ 8А с допълнителна генерация на електрическа мощност в размер на 12 MW_т.

При новата технологична схема „ТГ №8 + ТГ №8А + БУ” с параметри: 80 MW_т и 37 MW_е, ще бъдат спазени изискванията на Директива 2012/27/ЕС, т.е. ще бъде реализирано високоефективно комбинирано производство.

Икономическият ефект за дружеството се изразява освен в подобряване на ефективността и в допълнително производство на електрическа енергия (при същия разход на гориво), в годишен размер на около 40 680 MWтч, при годишно намаление с над 14 500 т/г. емисии на CO₂, изхвърляни в атмосферата.

Новата турбина се предвижда да бъде в редовна експлоатация от октомври 2015 г.

Инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF отпадък

Инвестиционната разработка се явява последна заключителна фаза на изпълнявания от Столична община проект: „Управление на битовите отпадъци на Столична община”, който се реализира с финансовата подкрепа на фондове на Европейския съюз. Проектът включва изграждане на инсталация за рециклиране и компостиране и инсталация за механично биологично третиране (МБТ) с максимално производство на горивото RDF, като в крайната фаза произведения RDF ще захранва „Инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF отпадък” - предвидена за изграждане на площадка на „Топлофикация София”.

В резултат от оползотворяването на 180 000 т/г. RDF, произведен в инсталацията за МБТ, ще се осъществи диверсификация на горивната база на топлофикационното дружество, като по този начин ще се редуцира с около 11% използвания природен газ, което освен до икономическо стабилизиране на Компанията ще доведе и до решаване на част от екологичните и социални проблеми на столичния град.

Инсталацията за оползотворяване на RDF ще бъде с инсталирани 58 MW_т и 20 MW_е, като след внедряването в експлоатация, ще се постигне положителен годишен финансов резултат от 11 500 хил. лв., а така също и екологичен ефект от спестени 150 000 т. CO₂ екв./г.

Изграждането на Инсталацията се очаква да бъде финансово подпомогнато със средства на ЕС (по оперативна програма „Околна среда”), като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през май 2019 г.

Изграждане на Когенерираща инсталация във ВОЦ „Овча купел 2”

Инвестиционната разработка се предвижда да бъде реализирана във ВОЦ „Овча купел 2”, разположена в локалния топлофикационен район на ж.к. Овча купел, който е в рамките на ТР „Земляне”. Когенериращата инсталация се предвижда да бъде с инсталирана мощност 10 MW_т и 10 MW_е, реализирана на базата на три газобутални двигатели с вътрешно горене и да работи целогодишно на базово натоварване, отговарящо на потребностите от БГВ, при което да

изпълнява изискванията на Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производство.

Изграждането на инсталацията се очаква да бъде финансово подпомогнато с отпуснати средства от Международен фонд Козлодуй (МФК), като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през април 2016 г.

Реконструкция и модернизация на ЕК 220 т/ч ст. № 7 и 8 в ТЕЦ „София”

Предвидената реконструкция и модернизация на ЕК 220 т/ч ст. № 7 и 8 е свързана с провеждане на мероприятия за обновление на класическа схема за комбинирано производство в ТЕЦ „София”, включващи изграждане на нов турбогенератор - ТГ 9 с мощност 35 MW и модернизация на ТГ 8 с каскадно подключена нова противоналегателна турбина ТГ 8А, при което се цели подобряване на експлоатационната надеждност и повишаване на ефективността при производство.

Инвестиционната разработката обхваща ново конструктивно решение на нагревните повърхности (с прилагане на газоплътни мембрани панели) и изграждане на нови нискоемисионни горивни системи (за изгаряне на природния газ със студен въздух). За подобряване енергийната ефективност на оползотворяваното гориво се предвижда да бъде присъединена утилизационна инсталация, оползотворяваща скритата топлина на кондензация на водните пари в изходящите димни газове.

Реализацията на проекта се предвижда да бъде изпълнена за период от три години, на два етапа, като първоначално ще бъде извършена реконструкцията на ЕК 7 и след нейното приключване ще се осъществи реконструкцията на ЕК 8.

В резултат от внедряването на реконструкцията на ЕК 220 т/ч ст. № 7 и 8 ще бъдат спестени 30 886 CO₂ екв./г. и запазена първична енергия в размер на 153 488 000 kWh/г.

Инвестицията за модернизацията на ЕК 220 т/ч ст. № 7 и 8 в ТЕЦ „София” се очаква да бъде финансово подпомогната с отпуснати средства от Международен фонд Козлодуй (МФК), като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през октомври 2018 г.

Модернизация на ТГ 3 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток”

С разработката се цели да бъде преобразувана ТГ 3 от кондензационна турбина с топлофикационен пароотбор в противоналегателна турбина с бойлер-кондензатор за топлофикационни цели, като с това да се изпълнят нормативните изисквания на Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производство.

Инвестицията за модернизация на ТГ 3 в ТЕЦ „София Изток” се очаква да бъде финансово подпомогната с отпуснати средства от Международен фонд Козлодуй (МФК), като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през май 2017 г.

Модернизация на ТГ 4 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток”

Инвестиционната разработка за модернизация на ТГ 4 е аналогична на тази за ТГ 3, като също се цели да бъде преобразувана ТГ 4 от кондензационна турбина, с топлофикационен пароотбор в противоналегателна турбина с бойлер-кондензатор за топлофикационни цели. При реконструкцията е заложено да бъде запазен електрическият генератор с инсталирана мощност 30 MW_e, като се разчита да бъде постигната топлинна мощност в бойлер-кондензатора над 80 MW_t.

За инвестицията в модернизация на ТГ 4 в ТЕЦ „София Изток” ще се разчита на средства, отделени за изпълнение на плана за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО, като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през октомври 2018 г.

Изграждане на утилизационна инсталация на ЕК 220 т/ч ст. №9 в ТЕЦ „София”

С разработката на утилизационна инсталация се цели да бъде повишена енергийната ефективност на котлоагрегата чрез оползотворяването на нископотенциалната топлина на изходящите димни газове и да бъдат достигнати стойности на замърсяване на атмосферата с NO_x < 100 mg/nm³ (заложени в Наредба №10 на МОСВ и в Директива 2001/80/ЕС на Европейския парламент).

С реализацията на разработката се очаква еднозначно да бъдат изпълнени две задачи - достигане на определения лимит на NO_x в димните газове и усвояване на допълнителна топлина от около 10 MW_t (без допълнителен разход на гориво).

Инвестицията, изграждане на утилизационната инсталация на ЕК 9 в ТЕЦ „София”, се очаква да бъде финансово подпомогната с отпуснати средства от Международен фонд Козлодуй (МФК), като изграждането и внедряването е планирано за ноември 2016 г.

Утилизация на димните газове във ВОЦ на „Топлофикация София” ЕАД

Инвестиционната разработка е за изграждане на пет броя утилизационни инсталации към пламъчнотръбни водогрейни котли от тип ВКГМ-7,5 Гкал/ч, монтирани в локални топлофикационни райони, захранвани от временните отоплителни централи: ВОЦ „Хаджи Димитър”, ВОЦ „Суха река” и ВОЦ „Левски Г” (териториално в обхвата на ТР „София”), както ВОЦ „Овча купел 1” и ВОЦ „Овча купел 2” са в териториалния обхват на ТР „Земляне”.

Инвестицията за прилагане на мероприятията за утилизация във ВОЦ се очаква да бъде финансово подпомогната с отпуснати средства от Международен фонд Козлодуй (МФК), като изграждането и внедряването ще продължи в период от три години и ще завърши с последния обект през ноември 2017 г.

Изграждане на когенерираща инсталация във ВОЦ „Хаджи Димитър”

Инвестиционната разработка се предвижда да бъде реализирана във ВОЦ „Хаджи Димитър”, като тя е разположена в рамките на ТР „София”. Когенериращата инсталация се предвижда да бъде с инсталирана мощност 7 MW_t и 7 MW_e, реализирана на базата два газобутални двигателя с вътрешно горене и да работи първоначално около 4 500 часа (предимно през отоплителен сезон) и след осигуряване на района с БГВ да премине към целогодишно натоварване от около 8 000 часа. За изграждането на когенериращата инсталация ще се разчита на средства, отделени за изпълнение на плана за дерогация по Директива 2009/29/ЕО, като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде през октомври 2017 г.

Изграждане на когенерираща инсталация във ВОЦ „Левски Г”

Инвестиционната разработка се предвижда да бъде реализирана във ВОЦ „Левски Г”, като тя е разположена в рамките на ТР „София”.

Когенериращата инсталация се предвижда да бъде с инсталирана мощност 3,5 MW_t и 3,5 MW_e, реализирана на базата на един газобутален двигател с вътрешно горене и да работи първоначално около 4 500 часа (предимно през отоплителен сезон) и след осигуряване на района с БГВ да премине към целогодишно натоварване от около 8 000 часа.

За изграждането на когенериращата инсталация ще се разчита на безлихвен заем от ПУДОС, като средствата ще бъдат върнати след внедряването ѝ (на базата на очакваните положителни финансови резултати). Изграждането и внедряването в експлоатация на инсталацията е планирано да бъде през януари 2018 г.

Прогнозни разходи за инвестиции в топлоизточниците и в топлопреносната мрежа за периода 2015 г. – 2019 г.

ХИЛ. ЛВ.						
Година	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	общо
Топлоизточници – собствени средства и банкови кредити	21 899	30 595	43 349	35 491	24 784	156 118
Топлоизточници – Европейски програми	5 085	27 187	58 534	55 454	52 667	198 927
Топлопреносна мрежа – собствени средства и банкови кредити	21 605	24 343	24 343	28 132	28 132	126 555
Топлопреносна мрежа – Европейски програми	3 520	5 574	5 574	-	-	14 668
Общо	52 109	87 699	131 800	119 077	105 583	496 268

Повишаване на енергийната ефективност при преноса на топлинна енергия

Проектът предвижда ежегодна подмяна на около 34 км тръбопроводи с изолация от стъклена вата, положени в канал, работещи при влошени технологични условия. Рехабилитацията ще се извърши с положени безканално, предварително изолирани с пенополиуретан стоманени тръби в полиетиленов кожух. С реализацията на проекта се

повишава ефективността на топлофикационната система при преноса с 5%. Това ще бъде постигнато чрез намаление на топлинните загуби, намаление на загубите от изтичане на вода и намаление на генерираните емисии.

Инвестицията за прилагане на мероприятия за повишаване на енергийната ефективност при преноса на енергия се очаква да бъде финансово подпомогната с отпуснати средства от МФК, като изграждането и внедряването ще продължи в периода от три години и ще завърши с последния обект за подмяна на трасе през ноември 2018 г.

Рехабилитация на трасета от топлопреносната мрежа и изграждане на връзки между топлофикационните райони

Инвестиционната разработка се предвижда да се осъществи със средства, отделени за изпълнение на плана за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО. Предвидено е да бъдат подменени 4,6 км от топлофикационната мрежа на ТР „София” и 13,5 км от мрежата на ТР „София Изток”. За прехвърляне товарите между топлофикационните райони е предвидено изграждането на връзки с обща дължина около 0,5 км.

За инвестицията ще се разчита на средства, отделени за изпълнение на плана за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО, като крайният срок на изграждането и внедряването в експлоатация на последния обект е планирано да бъде през ноември 2019 г.

1.2. Инвестиции в топлопреносната мрежа и абонатните станции

Планираните инвестиционни мероприятия в топлопреносната мрежа са представени в две направления:

1.2.1. Ежегодни мероприятия по рехабилитация на топлопреносната мрежа и абонатни станции.

В топлофикационната система на гр. София са включени 904 броя абонатни станции, собственост на небитови потребители, като те трябва да се приведат в съответствие с „Основните технически изисквания към абонатните станции с топлоносител гореща вода – гр. София” (от 15.04.2008 г. и изменения и допълнения от 01.03.2010 г.) на „Топлофикация София” ЕАД и да отговарят на съвременните изисквания за енергийна ефективност. Инвестициите за това са за сметка на клиента. „Топлофикация София” ЕАД може да участва в процеса на проектиране, доставка и подмяна на абонатните станции.

Дружеството обслужва около 12 500 броя абонатни станции на битови потребители, за които е задължено да осигурява резервно оборудване. „Топлофикация София” ЕАД е длъжна да извърши поетапна подмяна на абонатни станции на битови клиенти с изтекъл амортизационен срок.

1.2.2. Развитие на топлопреносната мрежа и присъединяване на нови товари

Дружеството планира изграждане на връзки между отделните топлофикационни райони, които ще позволят оптимизиране работата на системата, както и изграждане на топлопроводи за присъединяване на нови сгради с допълнително заявени топлинни товари от клиентите. В периода от 2015 г. до 2019 г. се предвиждат допълнителни топлинни товари в съответните топлофикационни райони от порядъка на 220 МВт, разпределени по районите в зависимост от бъдещото градоустройствено развитие.

ТР „София” - предвижда се към топлопреносната мрежа на района до 2019 г. да се присъедини топлинен товар около 30 МВт. Очаква се застрояването да е съсредоточено най-вече в следните райони: ж.к. „Надежда – Триъгълника” на 5-та градска магистрала, зона Б -15 и Б -16, зона Б -3, Б - 4, Б-19 /в района на ул. „Цар Симеон”/, промишлена зона „Сердика”.

ТР „София Изток” - предвижда се до 2019 г. да се присъедини топлинен товар около 130 МВт /с натрупване/.

ТР „Земляне” - предвижда се до 2019 г. да се присъедини топлинен товар около 35 МВт /с натрупване/.

ТР „Люлин” - предвижда се до 2019 г. да се присъедини топлинен товар около 25 МВт /с натрупване/.

Предвидени са средства във връзка със задълженията по изкупуване на енергийни обекти и съоръжения от топлопреносната мрежа, които трябва да са собственост на дружеството, но са собственост на трети лица.

Топлинно счетоводство

„Топлофикация София” ЕАД извършва услугата „дялово разпределение”, като от 2009 г. официално е вписана в публичния регистър на Министерството на икономиката и енергетиката. Дружеството предоставя активно услугата „дялово разпределение” от септември 2012 г., като към момента обслужва 1 316 броя сгради с 28 440 броя партиди.

2. Производствена програма.

Производствената програма на „Топлофикация София” ЕАД за периода 2015 - 2019 г. е изготвена при следните предпоставки:

- За базови технически показатели са приети постигнатите средни такива (равни или близки до средните) през отчетния период 2010 - 2014 г.;
- Предвидено е ежегодно нарастване на клиентите с до около 0,5%;
- Ежегодно намаление на доставяната топлинна енергия за отопление с около 1,5%, в резултат на тенденцията за намаляване на специфична консумация за единица обем;
- Включване в работа на нови високоефективни електрогенериращи мощности;
- Доставка на топлинна енергия за БГВ на клиентите, присъединени към ВОЦ „Х.Димитър” от 2019 г.;
- Планирано ежегодно спиране за профилактични ремонти на енергийната част на ТЕЦ „София” през периода 2015 -2018 г. Цялостно спиране на ТЕЦ „София изток” през 2016 и 2017 г. за по една седмица, с цел присъединяване на реконструирания турбогенератори;
- Реконструкция на 150 км. топлопроводи от ТПМ за периода на Бизнес програмата.

2.1. Производство и пренос на топлинна енергия

При планиране на количествата топлинна енергия за производство водещ фактор се явява потреблението на топлинна енергия за отопление и БГВ. Взети са предвид и още няколко важни фактора, които пряко влияят върху топлопроизводството:

- Климатичният фактор е отчетен, като е прието базово ниво - средната стойност на продаденото количество топлинна енергия през отчетния период.
- През новия период е планирано годишно намаление на консумацията на топлинна енергия за отопление с около 1,5%. при крайните клиенти в съответствие с нарастване на темпа на саниране на сградния фонд, както от страна на битовите клиенти, благодарение на програмите за енергийна ефективност и осигуреното финансиране, така и от страна на институциите, поради изискването, залегнало в новата директива за енергийна ефективност (Директива 2012/27/ЕС) за задължително саниране на сградите държавна собственост, използвани за административни нужди от централната администрация и изпълнителната власт (минимум 3% от общата разгъната площ ежегодно).
- Нарастването на клиентите ще се отрази главно върху консумацията на големи количества топлинна енергия за битово горещо водоснабдяване (БГВ). Новоприсъединените сгради са със съвременни топлотехнически характеристики и специфичната консумация на топлинна енергия за отопление на единица отопляем обем е по-ниска в сравнение със старите. Увеличението на броя на клиентите не води до увеличение на продадената топлинна енергия за отопление. Планирано е през 2019 г., ВОЦ „Х. Димитър” да доставя и топлинна енергия за БГВ на клиентите си.
- През летните периоди са планирани мащабни реконструкции по топлопреносната мрежа, които ще ограничат в известна степен възможността за доставка на топлинна енергия за БГВ до засегнатите от реконструкциите клиенти.

Въз основа на посоченото планираните количества топлинна енергия за продажба са в размер на 3 983 910 МВтч през 2015 г. и намаляват до 3 870 980 МВтч през 2019 г.

Количества произведена и продадена топлинна енергия

№	Година	Мярка	2015 г. прогноза	2016 г. прогноза	2017 г. прогноза	2018 г. прогноза	2019 г. прогноза
1	Произведена топлинна енергия	МВтч	4 913 760	4 858 525	4 802 840	4 752 695	4 713 990
2	Технологични разходи - общо	МВтч	827 190	810 405	785 540	765 125	745 070
3	Относителен дял на технологичните разходи	%	17,19	17,04	16,71	16,44	16,14
4	Продадена топлинна енергия	МВтч	3 983 910	3 946 150	3 916 140	3 887 900	3 870 980

Планираните количества топлинна енергия намаляват плавно с по 1,1% годишно след 2015 г. (за 2016 и 2017 г.), с 1% през 2018 г. и 0,8% през 2019 г. спрямо предходната година. Средногодишното количество произведена топлинна енергия е 4 808 362 МВтч. Това е с около 100 000 МВтч по-малко от отчетния период.

- Технологичните разходи при преноса на топлинна енергия.

Планираните технологични разходи за периода 2015 г. - 2019 г. са със 7,9% по-ниски от отчетените за изминалия период. Очакваното намаление е вследствие на планираните мероприятия по рехабилитация на топлопреносната мрежа. Предвижда се технологичните разходи от топлоотдаване в тръбопроводите след подмяната на 150 км трасе да намалеят с 45 000 МВтч. Планирано е намаление и на технологичните загуби от изтичане. Отчетено е и нарастването на топлопреносната мрежа за периода с между 8 и 10 км годишно.

- Планираните собствени нужди за периода общо са в размер на 503 400 МВтч и са с 6,8% по-ниски от собствените нужди през отчетния период. Извеждането от работа на стари съоръжения и оптимизирането на схемите на работа в съответствие с необходимите товари ще доведат до постепенно намаление на собствените нужди за периода.

2.2. Производство и продажба на електрическа енергия.

Планираното производство на електрическа енергия за периода е с 11% повече от количеството произведена електрическа енергия през изминалия петгодишен период и е резултат от предвидените за въвеждане нови когенерационни мощности. В същото време е отчетено и редуциране на производството на електрическа енергия от извеждане от експлоатация на стари мощности и въвеждане на нови, ежегодното профилактично спиране на енергийната част на ТЕЦ „София“ за 10 дни от 2015 г. до 2018 г. През 2019 г. след въвеждане в работа на Инсталацията за оползотворяване на RDF централата ще работи в комбиниран режим на производство през цялата година, планиран основен ремонт на ТГ №5 в ТЕЦ „София Изток“ през 2016 г.

№	Година	Мярка	2015 г. прогноза	2016 г. прогноза	2017 г. прогноза	2018 г. прогноза	2019 г. прогноза
1	Произведена електрическа енергия	МВтч	995 600	1 076 400	1 110 400	1 178 550	1 314 800
2	Собствени нужди и разходи по трансформация на ел. енергия	МВтч	178 300	186 820	187 570	193 910	219 210
3	Относителен дял на собствените нужди	%	17,91	17,36	16,89	16,45	16,67
4	Продадена електрическа енергия	МВтч	817 300	889 580	922 830	984 640	1 095 590

Относителният дял на собствените нужди от електрическа енергия и загубите от трансформация се очаква да намалеят от 17,91% на 16,67% през планирания период.

Планираното количество на продадената електрическа енергия е с 13,42% повече в сравнение с изминалия период, поради въвеждане на нови електрически мощности през 2018 г. и 2019 г.

2.3. Специфични разходи при производството на енергия

Планираните средни специфични разходи на условно гориво за производство на

топлинна и електрическа енергия за периода са съответно 129,58 кг/МВтч и 197,36 гр/кВтч и са по-ниски от специфичните разходи за отчетения период. Намалението се дължи на въвеждането в работа на нови високоефективни съоръжения за комбинирано производство. В ТЕЦ „София” ще работят новата ТГ9, каскадната ТГ8 - ТГ8А, а през 2019 г. и инсталацията с изгаряне на RDF. Всички турбини в работа ще бъдат противоналегателни с бойлер кондензатори. ТГ3 и ТГ4 в ТЕЦ „София Изток” също ще станат противоналегателни с бойлер кондензатори и заедно с ТГ5 ще произвеждат количествата електрическа енергия по високоефективен начин. Общият брутен специфичен разход на условно гориво е планиран в размер на 138,15 кг/МВтч при отчетен 143,5 кг/МВтч.

2.4. Купена електрическа енергия

Прогнозното количество купена електрическа енергия за периода възлиза на близо 293 хил. МВтч, което е с 2% по-малко от отчетеното за предходния период. Намалението е обосновано с инвестиционните намерения за изграждане на когенериращи инсталации в три от временните отоплителни централи, като е отчетено и завишението на купената електрическа енергия за ОЦ „Земляне” и ОЦ „Люлин”, които е предвидено да работят през летния период до 2019 г.

Количества купена ел. енергия за периода 2015 – 2019 г. и средно за 2010 – 2014 г.

№	Година	Мярка	Средно 2010- 2014	2015 г. прогноза	2016 г. прогноза	2017 г. прогноза	2018 г. прогноза	2019 г. прогноза
1	Количества купена електрическа енергия	МВтч	59 725	60 889	60 458	59 319	56 724	55 594

2. 5. Купена вода

Общото количество вода, планирано за производството, е 21 853 хил. м³. Това е с около 16% по-малко от използваното през отчетния период. Намалено е количеството на условно чистата вода, поради въвеждането в работа на турбини с бойлер кондензатори на мястото на старите кондензационни. С намалението на загубите от изтичане намаляват и разходите на добавъчна вода към топлопреносната мрежа, като планираното намаление на общото количество добавъчна вода за 2015 - 2019 г. е с около 10% спрямо количеството изразходвано през отчетния период. За базова е приета средната стойност от отчетния период.

Количества купена вода за периода 2015 – 2019 г. и средно за 2010 – 2014 г.

№	Година	Мярка	Средно 2010- 2014	2015 г. прогноза	2016 г. прогноза	2017 г. прогноза	2018 г. прогноза	2019 г. прогноза
1	Количества купена вода	хил. м ³	5 218	4 719	4 716	4 413	4 077	3 928

3. Ремонтна програма

Ремонтната програма за периода 2015 - 2019 г. дружеството е изготвило след подробна оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносните мрежи за осигуряване на надеждност на системата и качествено топлоснабдяване на столицата.

Основна цел на ремонтната програма в топлоизточниците е поддържането на основните и спомагателни агрегати и съоръжения и постигане на сигурна, надеждна и ефективна работа.

По-съществени планирани ремонтни дейности, разпределени по топлорайони са:

ТР „София” – основен ремонт на: ТГ №8, Г8, трансформатор № 8 и мрежови помпи, планов ремонт на ТГ9, подмяна на екранни тръби на водогрейни котли, обследване на 3 бр. комини и на техническото състояние и определяне допълнителен ресурс на енергийни котли и тръбопроводи към тях, текущ ремонт на спирателна арматура и спомагателни съоръжения, текущ ремонт спирателна арматура и спомагателни съоръжения, подмяна на главен паропровод на ПГ №9, ремонт на сграда блок 100 ата и др.

ТР „София Изток” - основен ремонт на ТГ № 1 и ТГ № 5, планов ремонт на ТГ № 2, ремонт ротори на Г 1 и Г 2, обследване барабани на ЕК № 5,6,7, ремонт на покриви и др.

ТР „Земляне” - ремонт на водните, въздушните и горивните трактове на водогрейни котли № от 1 до 5 и на парни котли със ст. № от 1 до 3, ремонт на мрежови помпи, мазутни резервоари, арматура, топлинна изолация, сгради и др.

ТР „Люлин” - подмяна на: екрани на ВК №2 в ОЦ „Люлин”, долен конвективен пакет на ВК № 3, ВК № 4 и ВК № 5 в ОЦ „Люлин”, димогарен тръбен сноп на ПК №3 в ОЦ „Люлин”, димогарен тръбен сноп и задно дъно на ВК № 2 във ВОЦ „Инжстрой” и др.

Прогнозни разходи за ремонт за периода 2015 г. - 2019 г.

№	Година	Мярка	2015 г. прогноза	2016 г. прогноза	2017 г. прогноза	2018 г. прогноза	2019 г. прогноза
1	Централи	хил. лв.	4 903	4 730	4 878	4 985	5 298
2	Топлопреносна мрежа	хил. лв.	2 278	2 283	2 366	2 361	2 412
3	ВОЦ и други	хил. лв.	420	527	570	549	618
4	Общо	хил. лв.	7 601	7 540	7 814	7 895	8 328

4. Социална програма

За периода 2015 г. – 2019 г. дружеството е предвидило средства за социални дейности в размер на 11 215 хил. лв. годишно. Финансирането ще се осъществи със средства на дружеството. В социалната програма са предвидени средства от фонд СБКО и извън този фонд, за служба по трудова медицина и за работно облекло и предпазни средства.

Изводи:

1. Инвестиционната програма за изграждането на нови мощности за комбинирано производство е осъществима само при осигурени финансови средства. Изпълнението/неизпълнението на тази програма пряко ще повлияе на производствената програма и съответно на годишния финансов резултат на дружеството.

2. В резултат на изпълнение на планираните инвестиционни мероприятия общо за периода дружеството прогнозира увеличение на производството на електрическа енергия, намаление на купената електрическа енергия, намаление на технологичните разходи по преноса и намаление на специфичните разходи на гориво за производство на електрическа и топлинна енергия. С изпълнението на предложената инвестиционна програма ще се достигнат критериите за високоефективно комбинирано производство.

3. Прогнозните разходи за ремонт за следващия период са в размер на 39 178 хил. лв., като са завишени с 20,88% спрямо прогнозата за предходния период. Предвид факта, че отчетените разходи за предходния период са 18 014 хил. лв., което е 56% изпълнение, може да се направи изводът, че средствата за ремонтната програма са прогнозирани в двоен размер спрямо реално изпълнимото.

ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

„Топлофикация София” ЕАД в периода от 2011 г. - 2013 г. подобрява финансовия резултат от осъществяване на дейността спрямо 2010 г., когато е загуба, и от 2011 г. отчита положителен финансов резултат - печалба, както следва: 2011 г.- 21 505 хил. лв., 2012 г. - 2 846 хил. лв. и 2013 г.- 1 252 хил. лв. Прогнозата на дружеството по отношение на финансовия резултат за периода на бизнес плана е нарастваща печалба, независимо, че в 2014 г. очакванията на дружеството от осъществяване на дейността са да реализира загуба в размер на 55 963 хил. лв.

Отчетените за 2012 г. и 2013 г., очакваните за 2014 г. и прогнозните за периода на бизнес плана финансови резултати са представена в таблицата:

№	Показатели	мярка	2012 г. преизч отчет	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Нетни приходи от продажби	хил. лв.	600 060	559 340	499 900	595 771	601 830	618 865	636 545	626 619
1.1.	от топлинна енергия	хил. лв.	337 753	302 301	301 484	402 978	391 987	401 179	404 278	368 180
1.1.1.	продадени количества	МВтч	3 996 109	3 714 850	3 763 420	3 978 574	3 949 538	3 921 561	3 894 133	3 877 465
1.2.	от електрическа енергия	хил. лв.	262 307	257 039	198 416	192 793	209 843	217 686	232 267	258 439
1.2.1.	продадени количества	МВтч	847 959	886 654	807 277	817 300	889 580	922 830	984 640	1 095 590
2.	Други приходи	хил. лв.	40 667	37 167	30 000	30 000	30 000	30 000	30 000	30 000
3.	Капитализиран и разходи за придобиване на активи	хил. лв.	581	521	500	500	500	500	500	500
4.	Общо приходи	хил. лв.	641 308	597 028	530 400	626 271	632 330	649 365	667 045	657 119
5.	Разходи по икономически елементи	хил. лв.	637 057	595 063	586 213	597 498	601 952	605 015	614 314	600 015
5.1.	разходи за материали	хил. лв.	527 570	476 565	460 688	466 613	466 613	467 241	467 241	445 745
5.2.	разходи за външни услуги	хил. лв.	14 818	16 197	16 560	17 385	17 345	17 510	17 559	17 819
5.3.	разходи за амортизации	хил. лв.	29 901	36 711	38 546	40 473	42 561	46 069	51 341	56 104
5.4.	разходи за персонала	хил. лв.	39 418	39 832	40 812	42 278	42 278	42 278	42 278	42 965
5.5.	други разходи в т. ч.	хил. лв.	25 931	26 279	29 607	30 749	33 155	31 917	35 895	37 382
5.5.1.	обезценка на активи	хил. лв.	15 591	11 907	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
6.	Нетни финансови приходи(разходи)	хил. лв.	824	192	150	857	2 280	4 175	5 957	7 439
7.	Общо разходи	хил. лв.	637 881	595 255	586 363	598 355	604 232	609 190	620 271	607 454
8.	Счетоводна печалба	хил. лв.	2 846	1 252	-55 963	27 916	28 098	40 175	46 774	49 665
9.	Разходи за данъци	хил. лв.	17	-4 101	-1 248	2 792	2 810	4 018	4 677	4 967
10.	Печалба след данъци	хил. лв.	2 829	5 353	-54 715	25 124	25 288	36 157	42 097	44 698
11.	Друг всеобхватен доход, нетно от данъци	хил. лв.	-92	178 908	-15 000					
12.	Общо всеобхватен доход	хил. лв.	2 737	184 261	-39 715	25 124	25 288	36 157	42 097	44 698
13.	Собствен Капитал /Дълготрайни активи- коефициент за покритие на дълготрайните активи със собствен капитал		0,53	0,70	0,64	0,68	0,67	0,65	0,65	0,67
14.	Краткотрайни активи/Краткосрочни пасиви- коефициент на обща ликвидност		1,25	1,12	1,05	11,38	1,29	1,53	1,99	3,00

15.	Собствен капитал/Дългосрочни пасиви плюс краткосрочни пасиви-коэффициент на финансова независимост	0,29	0,57	0,58	0,69	0,80	0,96	1,20	1,61
-----	--	------	------	------	------	------	------	------	------

От общите приходи на „Топлофикация София“ ЕАД в отчетния период 2013 г. 94% са от продажба на електрическа и топлинна енергия, останалите 6% са други приходи, включващи: приходи от услугата дялово разпределение на топлинната енергия в сгради етажна собственост, продажба на ДМА и материали, събрани глоби и неустойки и др.

През 2013 г. приходите от продажба на електрическа и топлинна енергия спрямо предходната година намаляват, вследствие продадени по-ниски количества топлинна енергия.

Общите разходи към края на 2013 г., спрямо 2012 г., също са намалени в резултат на намаление на разходите за материали, независимо увеличените разходи за амортизации.

В разходите за гориво с най-голям относителен дял 99% от общите разходи за горива е природният газ, който намалява през 2013 г. спрямо предходната година с около 5% от намаленото производство на топлинна енергия. Разходите за закупена електрическа енергия бележи спад, поради оптимизация на работата на централите и помпените станции чрез въвеждане на честотно регулиране на съоръженията и окончателната подмяна на абонатните станции с нови.

Разходите за амортизации са увеличени от извършената преоценка към 01.01.2013 г. на дълготрайните материални активи в частта на машини, съоръжения и оборудване.

Общите търговски вземания за 2013 г. са 408 281 хил. лв., в т. ч. 80 668 хил. лв. съдебни и присъдени вземания при 393 626 хил. лв., в т. ч. 60 213 хил. лв. съдебни и присъдени вземания за 2012 г. или завишението е 3.72%. От анализа е видно, че относителният дял на съдебните и присъдени вземания от общите търговски вземания за 2013 г. е 20% при 15% за 2012 г.

За 2013 г. стойността на обезценените вземания е 11 907 хил. лв. при 15 591 хил. лв. за 2012 г. и общо натрупаната към края на 2013 г. е 219 598 хил. лв. и спрямо 2012 г. е налице ръст от 3.6%, когато е 212 022 хил. лв.

Нетекущите пасиви през 2013 г. са намалени на 207 050 хил. лв. от 245 959 хил. лв. за 2012 г. от намалената дългосрочна част по заемите с Европейската банка за възстановяване и развитие и Международната банка за възстановяване и развитие и на нетекущите търговски задължения, както следва: БЕХ ЕАД от 124 814 хил. лв. за 2012 г. на 89 153 хил. лв. за 2013 г., докато към „Булгаргаз“ ЕАД от 10 307 хил. лв. за 2012 г. нетекущите задължения са погасени през 2013 г.

Текущите пасиви са увеличени от 357 947 хил. лв. за 2012 г. на 421 978 хил. лв. за 2013 г. преди всичко от увеличените текущи търговски задължения към „БЕХ“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД, както следва:

1. По споразумения:	2012 г.	2013 г.
„БЕХ“ ЕАД	89 153 хил. лв.	124 814 хил. лв.
„Булгаргаз“ ЕАД	22 000 хил. лв.	10 307 хил. лв.
	111 153 хил. лв.	135 121 хил. лв.
2. Текущи задължения:		
„БЕХ“ ЕАД	8 140 хил. лв.	194 704 хил. лв.
„Булгаргаз“ ЕАД	205 846 хил. лв.	68 727 хил. лв.
	213 986 хил.лв.	263 431 хил. лв.

През 2013 г. „Булгаргаз“ ЕАД цедира свои вземания за продаден природен газ от „Топлофикация София“ ЕАД на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, за което дружеството е уведомено с писма от 09.09.2013 г. за цесия на 129 123 хил. лв. и с писмо от 13.12.2013 г. за цесия на 57 740 хил. лв.

Финансовите показатели, изчислени на база балансова структура към 31.12.2013 г., определят, че дружеството е с добра обща ликвидност, но собственият капитал е в размер

който не дава възможност да обезпечи изпълнението на инвестиционната програма изцяло със собствени средства, както и да покрие със собствен капитал финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2013 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечени средства, а в края на 2012 г. е 22% собствен капитал и 78% привлечени средства, което показва, че е подобрена в резултат на увеличения преоценъчен резерв и подобряване на текущия финансов резултат.

Дружеството прогнозира за 2014 г. финансова загуба в размер на 55 963 хил. лв. в резултат на спад на приходите продажби с 10.63%, преди всичко от намалени продажби на електрическа енергия с 8.95%, докато общите разходи намаляват с 1.49%.

Към края на 2014 г. очакванията са за намаление на общите активи спрямо 2013 г. с 4.35% от намалените търговски вземания, вследствие на тенденцията за подобряване на събираемостта на вземанията от клиентите на топлинна енергия и от намалените налични парични средства.

Спрямо 2013 г. нетекущите задължения в края на 2014 г. също намаляват с 13% от намалените задължения по банковите заеми и намаление на нетекущите търговски задължения, докато текущите задължения бележат незначителен ръст в частта на текущите търговски задължения.

В резултат на горното финансовата структура на източниците на финансиране на дейността на дружеството незначително се променя, спрямо предходната година и е 34% собствен капитал и 66% привлечени средства.

1. Прогнозни финансови резултати

Прогнозираните финансови резултати са формирани при приходи и разходи, както следва:

1.1. Приходи

Прогнозираните приходи за периода на бизнес плана са определени на база на предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и ценова рамка на действащите цени към момента, съответно 235,89 лв./МВтч без ДДС на продадената електрическа енергия, утвърдена от ДКЕВР с решение Ц-11/30.06.2014 г., непроменена за целия период. Цената на топлинната енергия е калкулирана чрез прилагане на ценовия модел „Норма на възвръщаемост на капитала“ при запазване на сега действащите цени на горивата за производство и на купената и продадената електрическа енергия.

Ценовата рамка за периода на бизнес плана е представена в таблицата:

№ по ред	Показатели	мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Преференциална цена на ел. енергия без ДДС	лв./МВтч	235,89	235,9	235,89	235,89	235,89
1.1.	индивидуална цена	лв./МВтч	141,92	146,7	152,84	157,34	150,17
1.2.	добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ	лв./МВтч	93,97	89,16	83,05	78,55	85,72
2.	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода без ДДС	лв./МВтч	102,65	100,87	104,09	105,72	96,76

С Решение № Ц -11 от 30.06.2014 г. ДКЕВР е определила на дружеството цени както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 235,89 лв./МВтч, в т.ч.:
- индивидуална цена на електрическа енергия – 151,89 лв./МВтч;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 84,00 лв./МВтч;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 84,64 лв./МВтч.

Дружеството запазва действащата цена на електрическата енергия през целия период на бизнес плана, докато цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във всяка една година е по-висока, спрямо действащата в сила от 01.07.2014 г. Дружеството не предвижда цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара, поради липса на потребители.

В прогнозните цени разходите за гориво, купена електрическа енергия и вода са определени при действащи цени от 01.07.2014 г. и са непроменени през целия период.

Ръстът в прогнозираните цени на топлинната енергия е в резултат на ръста на условно-постоянните разходи в частта на разходите за амортизации, за ремонт и на другите разходи пряко свързани за регулираната дейност.

1.1.1. Приходи от електрическа енергия

От направения анализ е видно, че прогнозираните приходи от продажба на електрическа енергия се увеличават от 192 793 хил. лв. за 2015 г. на 258 439 хил. лв. през 2019 г. в резултат на прогнозираното увеличение на продажбите. Прогнозираното увеличение е свързано с предвижданията на дружеството през разглеждания период да се въведат в експлоатация когенерационни инсталации в три топлоизточника – ВОЦ „Овча купел 2“, ВОЦ „Хаджи Димитър“ и ВОЦ „Левски Г“, въвеждане в работа на ТГ 3 в ТЕЦ „София изток“ и въвеждане на инсталация за оползотворяване на градските отпадъци, работеща в комбиниран режим.

При прогнозата е отчетено и редуциране на производството на електрическа енергия от извеждане на съоръжения в енергийната част за ремонт, профилактика и изграждане на нови.

1.1.2. Приходи от топлинна енергия

При прогнозиране на приходите от продажба на топлинна енергия са отчетени – нарастване на клиентите на дружеството, директивата за енергийна ефективност, бъдещото саниране на сградния фонд и планираните мащабни реконструкции по топлопреносната мрежа. Технологичните разходи по преноса са намалени спрямо отчетените в предходни периоди от планираните мероприятия по рехабилитацията на мрежата.

През 2015 г. приходите от топлинна енергия бележат ръст спрямо предходни периоди, докато в следващите години след 2015 г. намаляват. Планираните количества топлинна енергия за продажба започват 3 987 810 МВтч през 2015 г. и намаляват до 3 877 465 МВтч през 2019 г.

1.1.3. Други приходи

В общата сума на приходите дружеството прогнозира други приходи в размер на 30 000 хил. лв., непроменени за целия период. В състава си включват приходи от: лихви по просрочени плащания от клиенти на топлинна енергия; постъпления, предназначени за дейността на фирмите за дялово разпределение на топлинна енергия в сгради етажна собственост; лихви по просрочени плащания от потребителите на топлинна енергия; суми по обезценени вземания в предходни години; продажба на дълготрайни материални активи и други.

Анализът на ефективността на приходите и разходите, показва че в периода на бизнес плана разходите на 100 лева приходи са с тенденция на намаляване, докато за 2014 г. очакванията са на 100 лева приходи разходите да са 110.55 лв., което определя и очаквания отрицателен финансов резултат.

1.2. Разходи

Разходите за периода на бизнес плана са съобразени с прогнозираните производствена, ремонтна и инвестиционна програми. Дружеството е представило информация на разходите, разделени на условно-постоянни и променливи. От анализа е видно че в периода на бизнес плана променливите разходи - за горива, вода, консумативи и други, представляващи около 75% от общите разходи на дружеството, намаляват от 465 697 хил. лв. за 2015 г. на 451 082 хил. лв. за 2019 г.

Разходите за горива заемат основен дял в общите разходи и в периода на бизнес плана намаляват от 433 970 хил. лв. за 2015 г. на 412 537 хил. лв. за 2019 г., дължащо се на въвеждането в работа на нови високоефективни съоръжения за комбинирано производство.

Разходите за купена електрическа енергия в периода на бизнес плана бележат постепенен спад от 9 535 хил. лв. за 2015 г. на 8 915 хил. лв. 2019 г., вследствие въвеждане на когенерационните инсталации в трите ВОЦ.

Разходите за вода (промишлена, питейна и от собствен водоизточник) са определени на прогнозираните количества и цени действащи към 31.08.2013 г. и също в годините намаляват от оптимизиране на технологичните разходи по мрежата в резултат на прогнозите заложиени в инвестиционната програма.

Условно - постоянните разходи се увеличават от 101 057 хил. лв. на 118 103 хил. лв. от ръста в разходите за амортизации и разходите за ремонт.

Разходите за амортизации нарастват от въведени нови активи в резултат на изпълнение на инвестиционната програма.

Разходите за персонала не се променят и осигуровките са на база действащата към момента нормативна база.

Другите разходи в периода на бизнес плана нарастват от 15 748 хил. лв. на 22 382 хил. лв. или с 42%.

Видно от таблицата общите разходи спрямо отчетените за 2013 г. са с тенденция на увеличение във всички години на бизнес плана, като в последната година 2019 г. размерът им достига 607 454 хил. лв. Независимо от това, разгледани разходите по отделни видове се забелязва увеличение в първата година на бизнес плана 2015 г., като някои от тях относително са постоянни до края на периода, с изключение на разходите за амортизации, другите разходи и финансовите разходи.

2. Прогноза за активи и пасиви

Прогнозата е дълготрайните активи да нарастват от 510 208 хил. лв. за 2015 г. на 757 920 хил. лв. за 2019 г. в резултат на въведени в експлоатация активи от изпълнение на инвестиционните мероприятия.

Елементите на краткотрайните активи, като вземания от клиенти са с тенденция на постепенно намаляване в резултат на повишаване на събираемостта, като за 2015 г. са в размер на 380 000 хил. лв. и за 2019 г. са 300 000 хил. лв. Материалните запаси за 2015 г. са в размер на 20 000 хил. лв. и също намаляват на 12 000 хил. лв. в края на периода.

Прогнозираната от дружеството средна събираемост на вземанията от потребителите на топлинна енергия за периода 2015 г.-2019 г. при достигната за 2014 г. 55.73% е както следва: 2015 г. - 65.53%; 2016 г. - 66.86%; 2017 г.-69.73%; 2018 г.- 72.41% и 2019 г.- 74.63%.

Прогнозираната събираемост на вземанията от електрическа енергия за периода на бизнес плана е 100%. Приходите от продадената електрическа енергия на „НЕК” ЕАД се превеждат директно на „Булгаргаз” ЕАД за покриване на задълженията за доставен природен газ.

2.1 Прогнозна структура на капитала

По отношение на капиталовата структура очакванията са за поетапно увеличаване на сумата на собствения капитал от 345 581 хил. лв. за 2015 г. на 510 293 хил. лв. през 2019 г. , вследствие на нарастващата доходност.

Дългосрочните пасиви (задължения) са с тенденция увеличение от 142 056 хил. лв. за 2015 г. на 206 517 хил. лв. за 2019 г. в резултат на ползвани заеми за финансиране изпълнението на инвестиционната програма, независимо намалените дългосрочни нетекущи търговски задължения.

Краткосрочните пасиви намаляват от 361 981 хил. лв. за 2015 г. на 110 844 хил. лв. за 2019 г. вследствие на намалените текущи търговски задължения.

Дружеството прогнозира приходи за бъдещи периоди, свързани с финансиране на нетекущите активи в размер на 81 589 хил. лв. за 2015 г. на 263 265 хил. лв. за 2019 г.

Търговските задължения, нетекущи и текущи са:

хил. лв.

№ по ред	Търговски задължения	Очаквано 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Нетекущи търговски задължения към „БЕХ“ ЕАД, съгласно споразумение	79 153	69 153	59 153	49 153	39 153	29 153
2.	Текущи задължения към „Булгаргаз“ ЕАД, „БЕХ“ ЕАД в т. ч.	401 905	333 980	275 531	206 761	134 904	62 927
2.1.	„БЕХ“ ЕАД	386 525	323 836	265 531	196 761	124 904	52 927
2.2.	„Булгаргаз“ ЕАД	15 380	10 144	10 000	10 000	10 000	10 000
3.	Текущи задължения към други доставчици	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500
4.	Общо	487 558	409 633	341 184	262 414	180 557	98 580

При така направените прогнози структурата на пасива в годините на бизнес плана се променя с положителна тенденция, като съотношението за 2015 г. е 37% собствен капитал и 63% привлечени средства, а в края на периода 2019 г. е 47% собствен капитал и 53% привлечени средства.

3. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

Общо инвестиционните разходи на дружеството за периода на бизнес плана 2015 г.- 2019 г. са 496 269 хил. лв., разпределени по години и източници за финансиране, както следва:

Години	Обща стойност на инвестициите	Хил. лв. Източници на финансиране	
		Собствени средства и банкови кредити	Европейски програми
2015 г.	52 108	43 504	8 604
2016 г.	87 699	54 939	32 760
2017 г.	131 801	67 693	64 108
2018 г.	119 078	63 624	55 454
2019 г.	105 583	52 916	52 667
Общо за периода 2015 -2019 г.	496 269	282 676	213 593

За финансово обезпечение изпълнението на посочените инвестиции дружеството прогнозира освен със собствени средства и на осигурените на този етап средства за безвъзмездно финансово подпомагане, отпуснати по международен фонд Козлодуй, така и на средства, предвидени по изпълнение на заложените задачи в утвърдения от МИЕТ план за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО.

От така направените констатации следва, че заложените прогнозни финансови резултати от дейността за всяка година определят положителни тенденции относно финансовото развитие на лицензионните дейности за целия период на бизнес плана.

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

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Одобрява на „Топлофикация - София” ЕАД петгодишен бизнес план за периода 2015 г. - 2019 г., който става Приложение № 6 към лицензия №Л-033-05/15.11.2000 г. за дейността пренос на топлинна енергия, Приложение № 8 към лицензия №Л-032-03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и Приложение № 6 за дейността „производство на топлинна енергия“.

Решението подлежи на обжалване пред Върховния административен съд в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

СВЕТЛА ТОДОРОВА

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

НИКОЛАЙ ГЕОРГИЕВ