

ОТ ДЪЛГОВЕ КЪМ МОДЕРНИЗАЦИЯ:

как възобновяемата енергия може да стабилизира
Българския енергиен холдинг и „Топлофикация София“



Инвестиции във ВЕИ като решение за оздравяване на
системно задлъжнялото общинско дружество и като
алтернатива на порочния кръг от спасителни заеми

Доклад на „Грийнпийс“ – България

Автори:
Петко Ковачев
д-р инж. Борислав Колев

Коректор:
д-р Павлина Върбанова

Съдържание

| | |
|--|---------|
| Увод: | стр. 6 |
| Методология: | стр. 6 |
| Български енергиен холдинг | стр. 8 |
| БЕХ - кратка история и общ | стр. 8 |
| • Как работи БЕХ? | стр. 9 |
| • Собственост и управление | стр. 9 |
| БЕХ - общо финансово състояние | стр. 12 |
| • Предупредителни сигнали за състоянието на БЕХ и | стр. 12 |
| • негови дружества от външни източници | |
| • Международен валутен фонд | стр. 12 |
| • Световна банка | стр. 13 |
| • Moody's | стр. 13 |
| • S&P Global Ratings | стр. 15 |
| • Предупредителни сигнали за състоянието на БЕХ | |
| • и негови дружества от одиторите | стр. 15 |
| БЕХ - заеми, дългове, дивиденди | стр. 16 |
| • Облигационни заеми (ОЗ) на БЕХ | стр. 16 |
| • Заеми към дружествата на холдинга | стр. 17 |
| • Решения на Министерския съвет за дивидентите | стр. 18 |
| БЕХ - политически и други фактори и рискове | стр. 20 |
| • Други фактори | стр. 22 |
| „Булгаргаз“ ЕАД | стр. 23 |
| Имало ли е опит за нерегламентирана | |
| държавна помощ за „Булгаргаз“? | стр. 24 |
| „Топлофикация София“ ЕАД – предизвестен фалит | |
| или възможно оздравяване | стр. 25 |
| Исторически преглед и актуално финансово състояние на ТС ЕАД | стр. 25 |
| Настояща стратегия и предприети мерки | стр. 29 |
| Сравнителен анализ между „Топлофикация София“ | |
| и подобни чуждестранни компании | стр. 35 |
| Политически и финансови решения | стр. 36 |
| Финансиране на модернизацията през | |
| БЕХ или през държавата | стр. 38 |
| Финансиране на модернизацията през Общината | стр. 40 |
| Финансиране чрез „зелени облигации“ (green bonds) | стр. 41 |
| Суапова сделка от типа Debt-for-nature (Debt-for-climate, | |
| debt-for-energy transition) | стр. 42 |
| Рискове и законодателни предизвикателства | стр. 44 |
| Изводи и препоръки | стр. 45 |
| Приложение 1 | стр. 49 |
| Приложение 2 | стр. 52 |
| Приложение 3 | стр. 55 |
| Приложение 4 | стр. 56 |
| Приложение 5 | стр. 57 |

От почти 150 години хората разчитат на централно отопление.

От почти 150 години хората разчитат на централно отопление. За този период са обхванати около 10% от сградите по света, като най-много потребители има в Северна и Източна Европа, Китай и Канада.

Енергийният преход в сферата на отоплението обаче едва сега започва. Около 90% от мощностите се захранват с изкопаеми горива, като газ, въглища и мазут. Това има своята икономическа, екологична и социална цена. Стари и амортизирани централи продължават да осигуряват отопление, докато замърсяват въздуха и търпят чести аварии, в резултат на което оставят внезапно на студено хиляди свои абонати. Газът продължава да се представя като екологична алтернатива за по-чист въздух, вероятно защото азотните оксиди, които се отделят при горенето му са невидими, но те доказано вредят на здравето и имат сериозни дългосрочни последици.

150 години след началото на революцията в отоплението технологията е застинала в миналото въпреки наличието на значително по-чисти, икономични и надеждни алтернативи. Модернизацията е бавна, но предлага разнообразие от работещи решения.

Петролната криза през 70-те години на миналия век дава тласък на проучванията и инвестициите в

геотермална енергия. В над 30 държави по света тя се използва за производство на електричество, отопление и охлаждане. Седем от тях са част от Европейския съюз, но в този списък България все още не фигурира въпреки безспорния потенциал, който има.

През XIX век първата подземна железница изпреварва само с няколко години първата система за централно отопление. В наши дни метрото и парното се срещат, за да пренесат остатъчната топлина от тунелите към сградите на повърхността. За тази цел може да се ползват и отпадните води. Пречиствателни станции във Виена и Хамбург осигуряват комфорт в домовете на десетки хиляди домакинства.

През зимата слънцето е критикувано, че не свети достатъчно често и продължително, но това не пречи и в този период енергията от него да се усвоява ефективно. Соларно отопление ползват над 260 града в повече от 16 европейски държави. Забележително е, че на слънцето разчитат най-вече на север, където постепенно намаляват употребата на газ и горенето на биомаса. Част от соларните топлофикации съществуват под формата на енергийни общности, които правят услугата по-достъпна.

Развитието на изкуствения интелект и дигиталните технологии води до все по-висока консумация на електроенергия и

съществен въпрос е какъв е нейният произход и отпечатък. Някои от най-големите корпорации в тази сфера вече са се ангажирали с планове за преминаване към възобновяеми източници и постигане на въглеродна неутралност, но това не важи за всички. Центровете за данни задават ритъма на този прогрес, но могат да играят още по-важна роля в живота ни. Очаква се към 2030 г. те да ползват 3% от електричеството, произведено на земята. Работата им го трансформира основно в топлинна енергия, от която 70 – 80% могат да бъдат усвоени чрез термопомпи. Изчисленията показват, че при добро планиране само след няколко години 10% от домакинствата в Европа могат да се отопляват от денонощната работа на центровете за данни. Какво е решението за „Топлофикация София“?

Със сигурност не и инвестиции в нови газови мощности, защото именно зависимостта от изкопаемото гориво превръща дружеството във вечен дължник. Според национално представително проучване, проведено по поръчка на офиси от мрежата на „Грийнпийс“ в Централна и Източна Европа в края на 2025 г., 69% от участниците подкрепят идеята до 2035 г. „Топлофикация София“ да се захранва изцяло от възобновяеми енергийни източници. Мнението на хората тежи не само защото са мнозинство, но и защото модернизацията ще е за тяхна сметка. И само така в миналото ще останат газовите дългове, ръждясалите тръби, старите котли, пушещите комини, наднормените замърсявания и отчайващите аварии.



Увод

Целта на това проучване е да провери дали са налице възможности чрез специфични финансови инструменти („зелени облигации“ и други) Българският енергиен холдинг (БЕХ) ЕАД да подпомогне финансовото оздравяване на „Топлофикация София“ (ТС) ЕАД, така че тя, от една страна, да стане жизнеспособна компания, а от друга – да започне ефективно да погасява финансовите си задължения към холдинга и неговото дъщерно дружество „Булгаргаз“ ЕАД.

Подобна задача не е лесна. Наясно сме, че става дума за сложни и вероятно неизпробвани досега в България начини на действие и сътрудничество между компании, институции и правителството, и не сме убедени, че те биха проработили лесно и напълно. Но смятаме, че ако не се говори за този проблем и ако не се търсят решения за него, в един момент той ще избухне и ще взриви както София, така и страната. Време е да погледнем фактите в очите и да спрем да се уповаваме единствено на институциите, чиято немощ да решат проблема е очевидна.

Без да забравяме проблемите, с които в момента ТС товари както своите клиенти (чрез ниското качество на услугата, за която те плащат повече, отколкото получават), така и всички граждани и фирми – потребители на електроенергия (чрез безпрецедентно високите цени за произведената електроенергия, които КЕВР определя за дружеството), те остават извън целта и обхвата на настоящото проучване.

Проучването ни включва следните задачи:

- Да очертаем настоящото състояние на БЕХ и на ТС от гледна точка на значението им за енергетиката, възможното им финансово бъдеще и политическия контекст.
- Да изясним финансовите отношения между БЕХ и ТС, да очертаем рисковете и зависимостите между тях.
- Да потърсим възможностите за решаване на проблема с дълга чрез потенциални зелени инвестиции в ТС.

Методология

В изпълнение на целите на това проучване извършихме следните дейности:

1. Проучихме състоянието на БЕХ и по-специално:
 - общото финансово състояние на холдинга;
 - въздействието на политическите решения относно различни енергийни въпроси върху дейността на БЕХ;
 - въздействието на раздадените от холдинга заеми на дружествата, в които има участие;

- въздействието на получените от дружествата дивиденди и дивидентите, изплатени на държавата;
- докладите на одиторите и на компаниите за кредитен рейтинг;
- други.

2. Проучихме състоянието на „Булгаргаз“ ЕАД и по-специално:

- общото финансово състояние на дружеството;
- въздействието на политическите решения относно различни енергийни въпроси върху „Булгаргаз“;
- въздействието на получените заеми от БЕХ и държавата;
- докладите на одиторите на дружеството.

3. Проучихме състоянието на „Топлофикация София“ ЕАД и по-специално:

- финансовото състояние на дружеството и факторите, довели до неговото формиране;
- липсата на съответствие с екологичните норми и произтичащите правни рискове и последствия.

По отношение на ТС проучването включва:

- оценка на бъдещите намерения и потенциалните рискове при тяхното изпълнение;

- оценка и анализ на заложените в бизнес плана за 2025 г. проекти за „Екологична трансформация“;
- сравнителен анализ на сходни проекти и ефекта от внедряването на икономически целесъобразни и устойчиви технологии;
- обзор и анализ на наличните възможности за финансиране;
- анализ на регулаторни рискове и законодателни предизвикателства.

Фокусът ни е главно върху онези фактори, които носят рискове за БЕХ, защото всеки реализиран риск намалява шансовете за добри решения не само по оста БЕХ – ТС, но и за бъдещето на БЕХ като цяло. За съжаление, трябва да отбележим, че в хода на проучването не открихме обективни (т.е. независещи от политически решения) фактори, които биха действали в обратната посока, т.е. към дългосрочно укрепване на БЕХ и неговите дружества в икономически план. Разбира се, можем да разчитаме на промени в някои геополитически тенденции, но доколкото това не подлежи на достатъчно стабилни оценки, няма как да се насочим в тази посока.

Наясно сме, че крайното решение за спасение на ТС е в ръцете на нейния собственик – Столичната община, и на правителството, което е собственик на БЕХ. Подобен ход винаги минава през ликвидиране на дълговете на столичното дружество, което е политически въпрос.

Но докато няма решение за това, нашата цел е да предложим ходове, чрез които да се търси облекчаване на дълговия проблем чрез подходящи инвестиции, които имат потенциала да донесат допълнителни приходи за ТС, което пък да даде шанс на дружеството да посреща задълженията си.

Нямаме за цел да дадем окончателни решения на проблема. Но сме готови да участваме в разговори и дискусии, така че да подтикнем отговорните институции към действия, които да спрат прехвърлянето на загубите към тези, които нямат вина – клиентите на ТС и потребителите на електрическа енергия в цялата страна.



БЕХ – кратка история и общ преглед

БЕХ е създаден през септември 2008 г. В историята на холдинга е подчертана неговата приемственост със създаденото през 1973 г. държавно дружество „Нефт и газ“, което през 1990 г. е преименувано на „Булгаргаз“ ЕАД, а през 2006 г. чрез разделянето му

е създаден и „Булгаргаз Холдинг“, състоящ се от две дружества:

- „Булгаргаз“ ЕАД – обществен доставчик на изкопаем газ;
- „Булгартрансгаз“ ЕАД – комбиниран оператор на газопреносната мрежа.

¹ Сайт на БЕХ. <https://bgenh.com/page/8/%D0%98%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F.html>

Именно „Булгаргаз Холдинг“ ЕАД е преименуван през 2008 г. на „Български енергиен холдинг“ ЕАД като към двете дружества са присъединени още Националната електрическа компания (НЕК) ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, „Мини Марица-изток“ ЕАД и ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД. През януари 2014 г. БЕХ регистрира нови дъщерни дружества – „Българска независима енергийна борса“ (БНЕБ) ЕАД и „Енергийна инвестиционна компания“ ЕАД. През февруари с.г. „Електроенергиен системен оператор“ (ЕСО) ЕАД се отделя от НЕК ЕАД като дружество с едноличен собственик на капитала БЕХ ЕАД. През февруари 2018 г. БНЕБ е отделена от холдинга и става собственост на Българска фондова борса – София АД.² Към настоящия момент БЕХ оповестява собственост в 21 дружества.³

Как работи БЕХ?

БЕХ е преди всичко финансов холдинг, който организира паричните потоци от и към дружествата, на които е собственик.⁴ От дружествата БЕХ събира дивидент и лихви по заемите, които им отпуска, а към тях осигурява нужното финансиране (заеми или гаранции по кредити), изкупува дългове на трети страни към тях (цесии).

Отново с цел осигуряване на финанси за работата на дружествата си БЕХ издава облигации (облигационни заеми)

или взема кредити от международни финансови институции (Европейската инвестиционна банка) или от частни банки. След реализираните резултати превежда съответния дивидент към държавата.

Отделно холдингът „предоставя услуги“ на дъщерните си дружества. Тези услуги са в областта на финансовото управление, управлението на проекти и инвестиции, корпоративното управление и бизнес планирането, предоставяне на правни и регулаторни услуги и връзки с обществеността съгласно подписани холдингови споразумения.

По-внимателното вглеждане във финансовите дела на холдинга води до извода, че в някои случаи може да се търси кръстосано субсидиране, прикрито като вземане на заем от едно дружество и предоставянето му като заем на друго или като скрита държавна помощ (предоговаряне на заеми, намаляване на лихви, разсрочване на плащания на дивидент от дружества).

Собственост и управление

Държавата, чрез министъра на енергетиката, е единствен собственик на БЕХ. В случая министърът играе ролята на Общо събрание на холдинга, което провежда регулярно и извънредно.

² Сайт на БНЕБ, <https://ibex.bg/%d0%b7%d0%b0-%d0%bd%d0%b0%d1%81/%d0%b8%d1%81%d1%82%d0%be%d1%80%d0%b8%d1%8f/>

³ БЕХ ЕАД, Декларация за корпоративно управление, 31.12.2024 г., стр. 6 – 7. В Междинен съкратен самостоятелен финансов отчет на БЕХ ЕАД, 30 септември 2025 г., бел. 16, „Сделки със свързани лица“ (стр. 21), е оповестено и мистериозното дъщерно предприятие „Булгаргаз Север“ ЕООД.

⁴ „Ликвидността на групата се управлява на ниво компания майка чрез междуфирмени заеми, централизирано закупуване на въглеродни квоти от името на ТЕЦ МЕ2 с отложени условия за погасяване и понякога закупуване на търговски вземания на дъщерни дружества.“ Moody's Ratings, Credit Opinion, Bulgarian Energy Holding EAD Update following change in outlook to stable, 4.12.2024.

⁵ БЕХ ЕАД, Кратък анализ на дейността и финансовото състояние на БЕХ ЕАД към 30 септември 2025 г., стр. 1, сайт на Агенцията за публичните предприятия и контрол. <https://reports.appk.government.bg/public/Public/Reports?orgId=3>



Акционерният капитал на БЕХ към 30.09.2025 г. е 4 963 941 744 лв., като на 31.12.2024 г. е с 1,5 млрд. по-малко – 3 463 941 744 лв. Увеличението на капитала също е свързано с финансиране началната фаза от изграждането на блокове 7 и 8 в АЕЦ „Козлодуй“ от дружеството „АЕЦ Козлодуй – нови мощности“ ЕАД.

Оперативното управление на БЕХ се извършва от 5-членен Съвет на директорите. Холдингът има и Одитен комитет, който се състои от трима членове.

В работата си БЕХ се опира на Закона за енергетиката и устава си (действащият в момента е приет през 2023 г.), както и на три регламента и две директиви на Европейския съюз.⁶

БЕХ обаче има и друга, „тъмна страна“. Различни източници от политическите,

експертните и гражданските среди смятат, че БЕХ играе ролята и на „партиен холдинг“, т.е. през него партии и политици прокарват и непопулярни или губещи енергийни проекти – подход, който твърде често се асоциира с корупционни практики по високите и средните етажи на управлението на държавата.⁷

Разбира се, не всички проблемни решения могат да се обяснят единствено с корупция – политиките на повечето партии и управляващи политици и/или експерти за енергетиката като настоящо и бъдещо развитие са базирани на разбирания и идеи отпреди Европейския зелен пакт и глобалната цел за декарбонизация. За съжаление, немалка част от българските граждани споделят подобни виждания, а политиките пресмятат всеки глас на изборите.

⁶ Сайт на БЕХ ЕАД. <https://bgenh.com/page/10/%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BD%D0%B0-%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%BA%D0%B0.html>

⁷ Тук „корупция“ следва да се разбира в най-широкия смисъл на тази дума, който далеч надхвърля смисъла на обикновеното „подкупничество“, „рушветчиство“. По-близо е значението на латинското согитро ‘покварявам, развързвавам, развалям’, което в случая с енергийния сектор се отнася далеч не само до категорията „длъжностни лица“.

Най-общо можем да охарактеризираме функциите на БЕХ така:

1. Източник на финансов ресурс за държавния бюджет. Тази функция на холдинга през последните години е силно подвластна на проблеми, свързани с изпълнението на бюджета. На практика БЕХ – както и други държавни дружества – през последните години се използват за запушване на дупки в бюджета във връзка с дейности и политики извън енергийния сектор.
2. Гарант за непрекъснатата и успешна работа на важни за енергийната система на България дъщерни предприятия, чиято дейност по различни причини не е печеливша.

Тези причини могат да бъдат регулаторни, политически и геополитически, вътрешни за съответното дружество и др. БЕХ най-често се явява източник на финансиране за дружествата с проблеми, които биха предизвикали прекъсвания в тяхната дейност, или дори биха ги довели до потенциален фалит. В същото време енергийните политики – доколкото ги има – изискват постоянното отчитане и съобразяване с т.нар. „социални функции“ на сектора, за които обаче и досега няма разработени пазарни механизми, а се използват най-вече регулаторни механизми със съмнителни икономически и правни основи.⁸



⁸ Тук можем да посочим играта с цените на въглищата, които от години се държат изкуствено ниски, за да може да се постигне някаква финансова ефективност от ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД, (което пък позволява изкуствено повишаване печалбата на другите два теца от комплекса през периода на техните дългосрочни договори). Подобен е случаят с определянето на високите цени на електрическата енергия, произвеждана от „Топлофикация София“ ЕАД, което гарантира кръстосано субсидиране за произвежданата от дружеството топлинна енергия, като по този начин се осигурява някаква изкривена „социална функция“, но и финансовото оцеляване на дружеството.

БЕХ – общо финансово състояние

Според самостоятелните отчети на БЕХ за периода 2020 – 2024 г. и този за първите 9 месеца на 2025 г. общото финансово състояние на холдинга (компанията майка, без дружествата) е добро. Оперативната печалба преди лихви, данъци, обезценки и амортизации (ЕБИТДА) за периода е положителна, макар и силно варираща: от почти 160 млн. лв. в края на 2020 г. до малко над 1 млрд. лв. в края на 2022 г., и обратно надолу до 618 млн. лв. на 31.12.2024 г. По подобен начин варира и друг основен показател – печалбата преди лихви и данъци (ЕБИТ), която за две от петте години през разглеждания период е отрицателна (загуба). В широки граници варират и други основни показатели на компанията майка: нетният финансов резултат, оборотният капитал, паричната наличност, докато по-постоянно остават общите активи и собственият капитал.

При консолидираните данни за холдинга картината е подобна. Основните показатели на целия холдинг се движат в синхрон с тези на компанията майка, като някои от тях изглеждат дори по-добри (например активите, собственият капитал и паричната наличност).¹⁰

Горната картина обаче е само видимата част на айсберга.

Това, което остава недотам видимо – като се изключат обичайните медийни публикации и публични скандали, са очертаващите се рискове за възможностите на холдинга да се справя с проблемите на дъщерните си дружества. Проблеми, които могат да се окажат както заплаха за финансовата стабилност на БЕХ, така и за оцеляването на някои от тези дружества.

Предупредителни сигнали за състоянието на БЕХ и негови дружества от външни източници

Международен валутен фонд (МВФ)

В докладите си за консултациите по чл. IV през 2024 и 2025 г.¹¹ МВФ откроява проблемите на българската енергетика и на БЕХ и неговите дружества като основни играчи в сектора. Отбелязан е дори фактът, че българският модел на растежа все още зависи от „кафявата енергия“.

МВФ смята, че реформите в енергийния сектор „следва да целят укрепване на устойчивостта, ефективността и устойчивото развитие, като същевременно подобряват управлението и намаляват фискалните рискове“.

⁹ Виж Приложение 1.

¹⁰ Виж Приложение 2.

¹¹ IMF Country Report No 24/163, Bulgaria, 2024 Article IV Consultation – Press Release; Staff Report; And Statement of the Executive Director for Bulgaria, June, 2024. IMF Country Report No 25/306, Bulgaria, 2025 Article IV Consultation – Press Release; Staff Report; And Staff Supplement, November, 2024.

В доклада от 2025 г. по-специално се обръща внимание на проблема с изземването на печалбата като дивидент от страна на правителството и обратното финансиране от него към БЕХ като капиталови разходи.¹²

Световна банка

Световната банка има специален доклад, в който се прави оценка на държавните предприятия в България.¹³

В него е показано финансовото състояние на големите държавни предприятия, включително в енергетиката до 2020 г. Видими са както сравнително добрите резултати на БЕХ, АЕЦ, ЕСО, така и постоянно проблемните ТЕЦ „Марица изток 2“ и НЕК. Изрично се посочва значителното повишаване на нетните печалби поради частичната либерализация на пазара на електрическа енергия.

В същото време са показани и основните причини за загубите: „Основните причини за загубите на държавните предприятия се различават, но обикновено са свързани със секторните регулации, подценяване на задълженията за обществени услуги (когато такива са възложени на държавно предприятие) и липса на връзки между резултатите и възнагражденията на ръководството на компаниите“ (стр. 13).¹

Един от важните изводи, които имат отношение към нашето проучване

е следният: „Освен това, просрочените задължения за комунални услуги от домакинствата също представляват риск за бюджета, тъй като те продължават да се натрупват в балансите на държавните енергийни предприятия“ (стр. 17).

Докладът не отчита такива сериозни причини за натрупване на загубите, като проектите АЕЦ „Белене“ и „Цанков камък“ в случая на НЕК.

В Приложение 3 е дадена рамката на фискалните рискове, които произтичат от работата на държавните предприятия, включително тези от сектор „Енергетика“.

Moody's

Moody's е компанията, която оценява кредитния рейтинг на БЕХ. Прочитът на съобщенията им за последните 5 години показват, че са отчетени положителните страни на БЕХ, докато проблемните са посочени сравнително завоалирано. Въпреки това става ясно, че БЕХ е съпътстван от рискове, които трябва да бъдат внимателно следени и управлявани, защото имат потенциала да нанесат сериозни щети на холдинга. Потвърждение на тези рискове намираме в документите на Moody's относно рейтинга на БЕХ.¹⁴

¹² „Очаква се БЕХ да изплати на правителството 100% от дивидентите за 2024 г. и междинен дивидент за 2025 г. (0,7% от БВП) през 2025 г. дивидентите за 2024 г. и междинен дивидент за 2025 г. (0,7% от БВП) през 2025 г. Изискването държавните предприятия да изплащат редовни и междинни дивиденти, като същевременно се рекапитализират, изпраща противоречиви сигнали относно основните политически намерения и финансовото им състояние. Освен това, изискването държавните предприятия да прехвърлят всички печалби за увеличаване на бюджетните приходи може да ограничи способността им да реинвестират и трябва да бъде преразгледано.“ (стр. 11)

¹³ Bulgaria: Integrated State-Owned Enterprises Framework (iSOEF) Assessment (2021).

Ето какви са притесненията на агенцията:

Кредитни предизвикателства

- Рискове и несигурности, свързани с потенциалното участие на БЕХ в изграждането на нови атомни електроцентрали в България.
- Ограничена видимост на печалбите в резултат на развиващите се енергийни пазари и кратките регулаторни периоди.
- Неотдавнашни значителни парични изтегляния от правителството за финансиране на субсидии за вътрешни разходи за енергия чрез Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) и изключително високи дивиденди през 2023 г.
- Управлението на ликвидността е изцяло зависимо от вътрешния паричен поток, което излага БЕХ на риск от пазарни смущения.
- Преобладаваща политическа нестабилност с чести нови избори (последните бяха през октомври 2024 г.) и различни правителствени коалиции.

Фактори, които биха могли да доведат до понижаване на рейтинга

Натиск за понижаване на рейтинга Baseline Credit Assessment (BCA) може да възникне, ако съотношението на средствата от оперативна дейност (FFO) към нетния дълг на БЕХ намалее и остане трайно под 25% в резултат на, но не само, високите капиталови разходи на компанията;

разпределения на парични средства над очакванията, било то чрез дивиденди или извънредни плащания към ФСЕС; или неблагоприятни регулаторни промени. Рейтингът може да бъде понижен, ако БЕХ продължи с изграждането на нови атомни електроцентрали и рисковете, свързани с такъв проект, не бъдат достатъчно смекчени от подкрепата, предоставена от българското правителство. Натиск за понижаване на рейтинга може да се появи и ако преразгледаме оценката си за висока подкрепа от страна на българското правителство.

Други отбелязани рискове:

- Съотношението 80/20 в приходите на „Булгартрансгаз“, където 80% идват от дългосрочното споразумение за транзит на газ от „Газпром“ за Сърбия и Унгария. „Подобно транзитно споразумение обаче излага „Булгартрансгаз“ на риск от контрагента и на риск от спиране на руските газови потоци.“
- Споменатата по-горе възможност за отделянето на ЕСО и „Булгартрансгаз“ от БЕХ. „Отделянето на операторите на преносни системи от групата на БЕХ би увеличило бизнес риска поради прекратяването на дела на EBITDA от регулираните предприятия.“

Но изглежда, че и в Moody's не са предвидили някои системни проблеми, които допълнително утежняват финансовите перспективи пред БЕХ: поредното отлагане на либерализацията

¹⁴ Moody's: Rating Action: Moody's Ratings changes outlook on Bulgarian Energy Holding to stable from positive; affirms Ba1/Ba2 ratings, 27.11.2024; Moody's Ratings, Credit Opinion, Bulgarian Energy Holding EAD Update following change in outlook to stable, 4.12.2024. Документите на рейтинговите агенции са на сайта на БЕХ: <https://bgenh.com/page/21/%D0%A0%D0%B5%D0%B9%D1%82%D0%B8%D0%BD%D0%B3.html>

либерализацията на енергийните пазари след 1 юли 2025 г., поредното изтегляне на големи дивиденди от сектора към бюджета през 2025 г. и опитите за продължаване на живота на въглищната енергетика, което изисква допълнително финансиране от БЕХ или от държавата. Не е отбелязано и финансовото бреме върху „Булгаргаз“, породено от дългосрочния договор с турската компания „Боташ“.

S&P Global Ratings¹⁵

S&P Global Ratings отчита рисковете от отлагането на либерализацията на българския пазар на електроенергия за домакинствата за неопределена дата и намаляването на ценовите ограничения, прилагани към печалбите на националните производители, което поражда несигурност относно бъдещите приходи и EBITDA на държавната компания „Български енергиен холдинг“. Освен това очаква БЕХ да задели 1,2 млрд. лв. инвестиции за нови ядрени мощности и да продължи да разпределя високи дивиденди, което ще доведе до рязко увеличение на средствата от оперативна дейност (FFO) спрямо дълга с около 35% през 2025 – 2027 г.

Въпреки това разглеждаме компенсиранието на това негативно развитие като засилен капацитет на България да подкрепя групата след

неотдавнашното повишаване на рейтинга на България до BBB+.

От друга страна, рейтинговата компания прави някои рискови допускания за цените на електроенергията, дивидентите, либерализацията и др., като по този начин влиза в противоречие със собствените си предупреждения.

Предупредителни сигнали за състоянието на БЕХ и негови дружества от одиторите

В докладите на одиторите за консолидираните финансови отчети на БЕХ за 2023 и 2024 г. са налице твърдения, които, макар и индиректно, дават основания да се поставят някои от въпросите, поставени от нас по-нататък в проучването. По-специално става дума за това как БЕХ и/или съответните му дружества се справят с проблемни активи, като АЕЦ „Белене“ или „Горна Арда“, обременителния договор на „Булгаргаз“ с турската „Боташ“, трудностите, свързани с определяне на очакваните бъдещи разходи за извеждане от експлоатация на ядрените съоръжения, както и със съхранението на отработеното ядрено гориво в АЕЦ „Козлодуй“ и други, свързани с дейността на НЕК, „Мини Марица-изток“ и „Булгаргаз“.

¹⁵ S&P Global Ratings, Bulgaria-Based Power Producer NEK Outlook Revised To Stable On Parent's Higher Leverage; 'BB' Rating Affirmed, August 7, 2025.

БЕХ – заеми, дългове, дивиденди

Както стана дума, от една страна, БЕХ финансира възмездно (чрез заеми) дружествата от групата, които имат нужда от помощ, а от друга, самият холдинг взема заеми от външни източници. Налице са и случаи в които компанията майка взема заеми от някои от дружествата си. Отношенията с държавата извън плащането на данъци и други законови задължения също изглеждат ясни: холдингът превежда дивиденди към правителството, а получава чрез бюджета капиталови разходи и заеми.

Облигационните заеми (ОЗ) на БЕХ

До момента БЕХ е издал 5 облигационни емисии на стойност 3,05 млрд. евро. Заемите са с продължителност 5 и 7 години. На практика всеки следващ заем се използва частично и за рефинансиране на предишния (изплащане на последната лихва и на главницата при настъпване на падежите). Това е сигнал, че независимо от отчетаните предимно положителни счетоводни показатели на холдинга на годишна база е налице постоянна липса на свеж финансов ресурс, с който БЕХ да може да извършва обичайните си дейности.

За периода от 2013 г. до 2025 г. БЕХ е получил 3,05 млрд. евро от петте ОЗ. По отчетите на холдинга могат да се проследят лихвените плащания, както и (доходността) на последната емисия.

Обща сума на
емитираните заеми на БЕХ

3,05

млрд. евро

Липсват данни за изплатените комисиони и такси по издаването на всяка от емисиите.

Ето обобщените показатели:

Обща сума на емитираните заеми – 3,05 млрд. евро. Годишен лихвен процент – между 2,45 и 4,875. Лихвите се изплащат еднократно на годишна база. Обща сума на изплатените и на дължимите лихви: 665,212,500 евро. От тях:

- платени: 445,660,500 евро;
- предстоящи плащания на лихви по четвъртия и петия ОЗ: 219,100,000 евро;
- спестени от обратно изкупуване на дълг: 452,000 евро.

Резултатът е, че БЕХ е изплатил или предстои да изплати до 2030 г. (когато е падежът на петия ОЗ) лихви на обща стойност, представляваща 21,80% от сумарната главница по тези пет емисии. Твърде вероятно е през 2028 г. да бъде емитиран нов ОЗ, за да бъдат рефинансирани последните плащания по четвъртата емисия от 2021 г.

Заедно с главниците по последните две емисии на облигации, общо 1,4 млрд. евро, платими през 2028 и 2030 г., БЕХ има задължения в размер на 1 619 100 000 евро.

Допълнително трябва да отчетем загуба в размер на 4 408 000 евро поради продажбата с отстъпка на последната емисия облигации от 2025 г. Неясни засега остават и платените суми за такси, комисиони, оценки на обезпеченията и други разходи, свързани с издаването на петте облигационни заема.¹⁶

Интересен факт относно облигационните заеми на БЕХ е участието на международни финансови институции в някои от тях. Така например облигации от втория заем (2016 г.) са закупили Европейската банка за възстановяване и развитие (80 млн. евро) и Международната инвестиционна банка (36 млн. евро). Първата банка е участвала със 100 млн. евро в следващия, трети заем (2018 г.).

От последния облигационен заем (2025 г.) Черноморската банка за търговия и развитие е закупила бондове за 40 млн. евро.¹⁷

Заеми към дружества от холдинга

Заемите от БЕХ към дружества от холдинга са главно във вид на:

- директни дългосрочни и краткосрочни заеми;
- закупуване на емисионни квоти за ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД.

От документите е видно, че една част от тези заеми тежат с години на холдинга и той е принуден да търси външно финансиране – най-вече облигационни заеми и държавно финансиране. Анализите показват, че тези заеми са резултат от няколко фактора:

- лоши политически решения, натоварващи дружества от холдинга с излишни инвестиционни разходи – АЕЦ „Белене“ и блокове 7 и 8 в АЕЦ „Козлодуй“ са сред най-скъпите проекти;
- лоши политически решения, които имат за цел запазването на въглищната енергетика за максимално продължителен период – такова е поддържането на ниски цени на въглищата от „Мини Марица изток“ с цел ниски оперативни разходи в ТЕЦ „Марица изток 2“ като някаква компенсация срещу високите цени на въглеродните квоти;

¹⁶ Изчисления на автора, Петко Ковачев, по данни от Междинен съкратен финансов отчет, Български енергиен холдинг ЕАД, 30.09.2025 г., стр. 17 – 19, Годишни индивидуални доклади за дейността и Годишни консолидирани доклади за дейността на БЕХ 2020 – 2024 г., Годишни индивидуални отчети и Годишни консолидирани отчети на БЕХ 2020 – 2024 г., Проспекти за

емисия EUR 600,000,000 2.45 per cent. Bonds due 2028, издаден на 20 юли 2021 г., Проспект за емисия EUR 800,000,000 4.250 per cent. Bonds due 2030, издаден на 17 юни 2025 г.

¹⁷ https://www.bstdb.org/news-and-media/press-releases/press-releases_6181, <https://iib.int/en/articles/iib-backs-bulgarian-energy-sector>, <https://www.ebrd.com/home/news-and-events/news/2016/ebd-backs-bulgarian-energy-holding-bond.html#>

- лоши политически решения, които поддържат в полуживо финансово и техническо състояние „Топлофикация София“ ЕАД заради социални и предизборни причини.

Показателни са данните за заемните отношения между БЕХ и НЕК. По различни причини (АЕЦ „Белене“, язовир „Цанков камък“, дългосрочните договори с двата теца от „Марица изток“, регулаторни причини и т.н.) НЕК натрупва само от 2014 г. досега дългове към холдинга майка в размер на над 3,7 млрд. лв. Към 30.09.2025 г. те са в размер на малко над 1,8 млрд. лв., като над 1/3 от тях – 664,389 млн. лв. са просрочени. Допълнително за изплащането на арбитража за АЕЦ „Белене“, загубен срещу „Росатом“, НЕК е получила почти 1,177 млрд. лв. директно от държавния бюджет, от които е успяла да върне 41%, а за връщането на останалите е взела заем от БЕХ.¹⁸

Важна част от „играта на заеми“ в случая са разсрочванията им, с което периодите на изплащане по първите два от тях достигат 17 г. и 12 г. Предоговарят се и лихвените проценти в интерес на НЕК, като отново по първите два заема те са свалени съответно с 1,1255 и 3,425 процентни пункта. Подобно е положението и със заемите за „Мини Марица-изток“, а в случая с „Булгартрансгаз“ имаме директен пример на кръстосано субсидиране, макар и облечено в законово

законово разрешената форма заеми: БЕХ взема заем от АЕЦ „Козлодуй“, за да го прехвърли на газовия оператор.¹⁹ Макар да става дума за сравнително неголяма сума спрямо оборотите на БЕХ (37,9 млн. лв.), подобна сделка показва, че в определени моменти холдингът вероятно има проблеми със собствените свободни оборотни средства.

Решения на Министерския съвет за дивидентите

2020 година е последната, в която Министерският съвет спазва практиката да определя и събира дивидент от държавните акционерни дружества в размер на 50% от печалбата след данъци минус отчисленията за фонд „Резервен“. От 2022 г. БЕХ е обект на специално внимание в разпорежданията на Министерския съвет, отнасящи се до дивидентите от държавните дружества.

В желанието си да изтегли колкото може по-голям дивидент, включително и авансово за шестте месеца на текущата година, през 2023 г. Министерският съвет издава цели четири разпореждания, с които неколккратно пренарежда сумите за дивиденти на БЕХ и НЕК. От същата година досега БЕХ вече внася 100% от печалбата си като дивидент, плюс това е внесъл като дивидент 100% от неразпределената печалба за предходни години, както и 100% от междинната шестмесечна печалба за съответната текуща година.

¹⁸ Тревожен сигнал за политическото безхаберие (за да не навлизаме в други, по-лоши хипотези) около АЕЦ „Белене“, натоварило НЕК с дълг от почти 1,2 млрд. лв., е анализът на адв. Мартин Захариев и адв. Методи Байкушев „Може ли България да не плати 1,2 милиарда лв. за АЕЦ „Белене“?“, публикуван в „Медиапул“ на 25.07.2017 г.

<https://www.mediapool.bg/mozheshe-li-bulgaria-da-ne-plati-12-mlrd-lv-za-aets-belene-news267057.html> Този дълг и неговото изплащане заслужават отделно проучване, което може би ще даде отговор на много въпроси около създаването на ФСЕС и използването на средствата, акумулирани в него.

¹⁹ Междинен съкратен финансов отчет, Български енергиен холдинг ЕАД, 30.09.2025 г., стр. 29(31) и 32(34), Кратък анализ на дейността и финансовото състояние на БЕХ ЕАД към 30 септември 2025 г., стр. 4.

Разбира се правителството има пълно право да определя и събира дивидентите от държавните дружества. В конкретния случай проблемът е, че подобни решения са предпоставка за нарушаване предвидимостта на приходите и разходите на БЕХ за различните периоди, а също така поставят холдинга пред необходимостта да планира повече външен ресурс за осигуряване на свежи пари и за изплащане на предишни заеми. Това от своя страна води до повишени разходи за лихви, такси и други разходи по облигационни заеми, а може и да затрудни в определени случаи паричния поток в дружествата заемодатели. Последното от своя страна може да доведе до най-различни трудности в тези дружества, например липса на оборотни средства за възнаграждения и/или ремонти, което пък води до рискове от производствени аварии.

И кръгът се затваря – нови заеми на пазарна база или искане към правителството да отпусна нови държавни заеми и помощи за дружествата. И в този случай БЕХ не се разминава без политически популизъм. На 29.03.2024 г. Народното събрание приема по спешност решение,²⁰ внесено предния ден от група народни представители, с което възлага на министъра на енергетиката да не разпределя дивидент от БЕХ на стойност 425 млн. лв. – разлика между отчетената печалба и внесения авансово дивидент за 2023 г. Министерският съвет обжалва това решение пред Конституционния съд, който разглежда жалбата и обявява решението за противоконституционно.²¹ Тъй като междуременно правителството се е сменило, новият министър на енергетиката дава отрицателно становище по жалбата, подадена от предходния кабинет.

Получени и внесени дивиденди от БЕХ (в левове):

| Година | Получени дивиденди и съучастия | Изплатен дивидент на собственика | Забележка |
|--------|--------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| 2020 | 168 319 000 | 0 | |
| 2021 | 762 748 000 | 0 | |
| 2022 | 1 019 414 000 | 190 710 764 | |
| 2023 | 855 113 000 | 1 439 706 000 | |
| 2024 | 632 297 000 | 280 529 000 | |
| 2025 | 817 472 000 | 900 138 904 | За деветмесечието |
| Общо | 4 255 363 000 | 2 811 084 668 | |

²⁰ Решение за възлагане на министъра на енергетиката, респективно на „БЕХ“ ЕАД, за неразпределяне на дивидент от печалбата на „БЕХ“ ЕАД за финансовата 2023 г. <https://parliament.bg/bg/desision/ID/165446>

²¹ Решение №16 от 3 октомври 2024 г. на Конституционния съд. <https://www.constcourt.bg/bg/act-9885>

БЕХ – политически и други фактори и рискове

Факторът, който носи най-големи рискове за БЕХ, е неговата значителна зависимост от политически решения в лицето най-вече на правителството и Народното събрание, но и на политически мотивирани решения на КЕВР. В енергийната политика на страната, а оттам и в работата на някои от дружествата, собственост на холдинга, са намесени различни интереси – политически, икономически, лобистки, индивидуални, групови, местни, чуждестранни. Изследването на тези интереси само по себе си

би било интересен анализ, но не е наша цел. Крайният ефект обаче е, че реализирани или не, те влияят негативно на цялостното развитие на енергетиката в дългосрочен план по четири начина:

- Увеличават натиска за изпълнение на повече дейности (най-вече инвестиции), отколкото БЕХ е способен да поеме, без да увеличи прекомерно рисковете за изпълнението на обичайните дейности на проблемните,



но важни за енергетиката свои дружества. Като примери тук можем да посочим участията в дружества като „АЕЦ Козлодуй – нови мощности“ ЕАД, „Национален енергиен оператор“ ЕАД, „Южен поток“ ЕАД, „Горна Арда“ и някои други. В по-ранен²² период подобен натиск например се очертаваше чрез политическите амбиции за разширяване на газопроводната мрежа към тец на въглища с цел смяната на горивната им база.

2. Увеличават напрежението вътре в холдинга, предизвиквайки необходимост от все повече и по-чести действия, които да балансират различните интереси и финансови проблеми. Това е свързано основно с изземването и преразпределението на средствата вътре в холдинга между (да ги наречем условно) дружества донори и дружества бенефициери.

3. Изземват финансов ресурс от енергетиката, за да решават външни на сектора проблеми. Това се вижда най-ясно с неколкостепенните изземвания на дивидент от БЕХ и дружествата за целите на попълване на бюджетни дефицити в държавата.

4. Повишават общото напрежение в сектора и в самия БЕХ чрез изпълнение или отлагане на определени политически цели¹ и/или реформи (например либерализацията на пазара на електрическа енергия и газ, реструктурирането на БЕХ,

запазването на въглищната енергетика и др.), които изискват отклоняването на финансови ресурси и допълнителни ангажименти по планиране на дейности.

Негативите за енергийния сектор и за БЕХ в частност можем да проследим по действията на Народното събрание, Министерския съвет и взаимните обвинения между някои политици. От 2020 г. насам Народното събрание на България често влиза в ролята на директен разпоредител към Министерския съвет за това какви действия да извърши или да не извърши по отношения на българската енергетика. Макар повечето от тези решения да са свързани с декарбонизацията, почти всички те засягат работата на БЕХ.²³

Министерският съвет формално се ръководи в работата си от програми и документи, приети на основата на някакъв консенсус в управляващите напоследък коалиции, и е ограничен от законите, както и от международните договори и ангажименти, но в енергетиката се случва тази рамка да бъде заобикаляна от някои негови действия (например привличането на „Уестингхауз“ за изграждането на два нови блока в АЕЦ „Козлодуй“).

Няколко са причините за това състояние, но като основна можем да посочим перманентната политическа криза, в която се намира България поне от 2019 – 2020 г. насам. Без да е предизвикана от тях, тя съвпадна с

²² При обсъжданията на първите версии на частта REPowerEU на НПВУ през 2021 – 2023 г.

²³ Повече информация за тези решения можете да намерите на: https://www.zelenizakoni.com/sites/default/files/attachments/zakonodatelstvoto_v_energetikata_2023.pdf, <https://www.zazemiata.org/resources/doklad-npvu-edna-godina-bez-napredak/>, и <https://www.zazemiata.org/wp-content/uploads/2025/09/Рекултивация-на-минни-терени.pdf>

глобалната криза, предизвикана от COVID-19 и с войната на Русия срещу Украйна, както и със засилващата се глобална вълна от политически популизъм. В тази световна среда и негативните тенденции за развитие в България като цяло стабилизирането на един-единствен сектор от националната икономика е трудно постижимо, но това не оправдава допълнителното му натоварване с проблеми и рискове с корени и характеристики в българската политическа „култура“.

Други фактори

Към днешна дата има три нови допълнителни фактора, които биха могли да окажат влияние върху финансовото състояние на БЕХ и съответно върху възможностите му да реагира при различни хипотези за развитие на проблема, който ни интересува: тежестта на финансовите проблеми на „Топлофикация София“ ЕАД върху „Булгаргаз“ ЕАД.

Първият фактор е предстоящата реформа С4.R11., заложената в Националния план за възстановяване и устойчивост (НПВУ). Нейната цел е „да се подобри прозрачността и конкурентоспособността на държавните компании в енергийния сектор“.

До юли месец 2025 г. тя предвижда обособяване на двата оператора – ЕСО ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД, извън БЕХ.²⁴ Позицията на Европейската комисия е за изваждането им в отделни независими самостоятелни дружества.²⁵ Българската страна настоява, че това може да стане, но като ги обособи в отделен холдинг – във или извън БЕХ, но задължително при запазване на 100% държавна собственост. През ноември 2025 г. с поредната промяна на НПВУ, реформа С4.R11. вече е променена съществено: „Мярката се състои в отделяне на предприятия, свързани с въглища, от Българския енергиен холдинг“.²⁶ Това развитие би променило в значителна степен финансовата картина на БЕХ, отделяйки от него губещата въглищна енергетика.

Вторият фактор, който предизвиква внимание, е възможността „Национален енергиен оператор“ (НЕО) ЕАД и ЕСО ЕАД да се включат в дейностите, свързани с подготовката на минни терени за тяхната социално-икономическа трансформация. Става дума за финансиране от Фонда за справедлив преход на дейности, които би трябвало да подготвят вече рекултивирани технически и биологически минни терени, свързани с въгледобива в областите

²⁴ ANNEX to the Proposal for a COUNCIL IMPLEMENTING DECISION amending Implementing Decision (EU) (ST 8091/22 INIT; ST 8091/22 ADD 1) of 4 May 2022 on the approval of the assessment of the recovery and resilience plan for Bulgaria (SWD(2025) 179 final), Brussels, 2.7.2025 COM(2025) 379 final, p. 63: “The objective of the reform is to improve the transparency and competitiveness of state-owned companies in the energy sector. The measure shall consist in separation of ownership and control within the State of the two transmission systems operators for natural gas and electricity (i.e. Bulgartransgaz EAD and ESO EAD) from the corporate structure of the Bulgarian Energy Holding EAD.”

²⁵ Пак там, стр. 75: “The new entities shall be organised as state-owned enterprises in the legal form of commercial companies in full observance of the law on state-owned enterprises (SOE) corporate governance (Law on Public Enterprises No 79/2019).”

²⁶ ANNEX to the Proposal for a COUNCIL IMPLEMENTING DECISION amending Implementing Decision (EU) (ST 8091/22 INIT; ST 8091/22 ADD 1) of 4 May 2022 on the approval of the assessment of the recovery and resilience plan for Bulgaria (SWD(2025) 349 final) Brussels, 4.11.2025 COM(2025) 677 final, p. 39, “The measure consists in the separation of coal-related undertakings from the Bulgarian Energy Holding.” Вижте още стр. 50: “A new state-owned enterprise shall be set-up as a holding company and registered in the commercial register. It shall be the sole owner of coal-related undertakings previously owned by the Bulgarian Energy Holding.”

Стара Загора, Перник и Кюстендил, за бъдещото им икономическо и социално развитие. Доколкото процедурата е на ранен етап и не можем да предположим дали такова включване ще се осъществи и ако се осъществи – в какви рамки, само отбелязваме този фактор като носител на неопределен засега риск за целия БЕХ, ако не получат търсеното финансиране.

„Булгаргаз“

„Булгаргаз“ ЕАД е еднолично акционерно търговско дружество с капитал от 231 698 584 лв. Размерът на капитала на дружеството е записан и изцяло внесен от едноличния собственик на капитала – „Български енергиен холдинг“ ЕАД. Правата на собственост на държавата като едноличен собственик на капитала на БЕХ ЕАД се упражняват от министъра на енергетиката. Дружеството е с предмет на дейност обществена доставка на газ и търговия с газ, както и свързаните с дейността покупка и продажба, закупуването на газ с цел неговото съхранение в газово хранилище, маркетингови проучвания и анализи на пазара на газ в страната. „Булгаргаз“ е с едностепенна система на управление.

Органи на управление на Дружеството са:

- едноличният собственик на капитала, който решава въпросите от компетентността на Общото събрание;

Третият нов фактор е задължението, възложено на БЕХ с решение на Народното събрание от 21.07.2023 г., да придобие 20% от дяловете на консорциума – титуляр на Договора за търсене и проучване на нефт и газ в площ „Блок 1-21 Хан Аспарух“²⁷ в Черно море. През март 2025 г. преговорите между Министерството на енергетиката и консорциума се подновяват – този път за придобиване на дял от 10%.²⁸

231
698 584 лв.

капитал на „Булгаргаз“ ЕАД,
еднолично акционерно
търговско дружество

- Съвет на директорите.

Към 31.12.2024 г. финансовият резултат от дейността на Дружеството е загуба в размер на 315,889 млн. лв. (към 31.12.2023 г.: загуба в размер на 52,381 млн. лв.). Загубата се дължи основно на разходите за неизползван капацитет по Споразумението с турската газова компания „Боташ“ (266,943 млн. лв.), както и неизползван капацитет по маршрута от терминала в Александруполис до България поради забавянето на датата на

²⁸ <https://www.mediapool.bg/planira-se-beh-da-vleze-s-okolo-10-v-tarseneto-na-gaz-v-han-asparuh-news369248.html>

въвеждане на терминала в експлоатация (16,828 млн. лв.), също така загуби от обезценка на наличен газ в ПГХ „Чирен“, нагнетен през лятото на 2022 г., в размер на 36,042 млн. лв. и финансовите разходи за лихви, начислени по получени заеми, в размер на 45 292 млн. лв.

В изпълнение на задачите си дружеството изпитва трудности, произтичащи от регулаторната рамка, която определя дейността му на обществен доставчик на изкопаем газ.

Имало ли е опит за нерегламентирана държавна помощ за „Булгаргаз“?

На 29.08.2022 г. Министерският съвет приема Решение № 618, с което прави „незначително“ изменение в предишното си решение № 594, с което предоставя заем от 800 млн. лв. на „Булгаргаз“. С едно допълнително споразумение и приложението към него, на дружеството на практика се опрощават лихвите в размер на над 44,7 млн. лв. Тази „грешка“ е поправена с отмяната на последващи постановления и най-вече с Решение №549/15.08.2025 г.

с което срокът на заема се удължава, а лихвите и надбавките по него вече надвишават 94 млн. лв.

Независимо от проблемите, които „Булгаргаз“ изпитва, в дружеството са убедени, че бъдещето им е осигурено. „Предвид важността и стратегическото значение на изпълняваната от „Булгаргаз“ ЕАД дейност, „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, като компания майка, няма нито намерение, нито съществува законова необходимост от преустановяване на дейността на дружеството, независимо от финансовите му показатели към 31 декември 2024 г. Едноличният собственик на капитала се е ангажирал с продължаваща оперативна и финансова подкрепата на „Булгаргаз“ ЕАД. За постигане на устойчив финансов и бизнес модел на развитие“.²⁹

В същото време се признава наличието на „съществена несигурност относно възможността на дружеството да продължи да функционира като действащо предприятие без подкрепата на собствениците и други източници на финансиране“.³⁰



²⁹ „Булгаргаз“ МО 30.06.2025 г. стр. 9 (47)

³⁰ Пак там.

„Топлофикация София“ ЕАД – предизвестен фалит или възможно оздравяване

Исторически преглед и актуално
финансово състояние на ТС ЕАД

От октомври 1992 г. „Топлофикация София“ е 100% собственост на Столичната община. В този период започва структурното натрупване на задължения към „Булгаргаз“ основно заради комбинация от административно контролирани цени на топлинната енергия, ниска събираемост, висока технологична загуба, остаряло оборудване и хиперинфлационни процеси.

До края на ХХ век дълговете нарастват в размер на приблизително 100 млн. лв. (след деноминация) и ниската събираемост от клиентите се сочи като основна причина за това. От януари 2003 г. до януари 2009 г. собствеността се променя по следния начин: 58% на Столичната община и 42% на Министерство на икономиката и енергетиката (МИЕ). В този период цената на газа расте, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, тогава ДКЕВР) не компенсират напълно разходите и има множество заявления на „Булгаргаз“ за ограничаване на доставките, но политическа намеса предотвратява реално спиране.

В периода 2007 – 2008 г. държава и община се опитват активно да приватизират дружеството, но това не се осъществява. От януари 2009 г. до юли 2010 г. „Топлофикация София“ става 100% собственост на МИЕ, а на 22 юли 2010 г. Столичната община отново става едноличен собственик на дружеството.

През 2007 – 2008 г., след влизането в сила на Директива 2004/8/ЕО за комбинирано производство, се въвеждат преференциални цени за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП). Топлофикациите получават допълнителен приход от производство на електрическа енергия по комбиниран начин. Но това не подобрява състоянието на „Топлофикация София“ и до края на първото десетилетие на ХХІ век дълговете надхвърлят 400 млн. лв., като БЕХ изкупува голяма част от дълга³¹ към „Булгаргаз“. С изменения в Закона за енергетиката (2013 – 2014 г.) преференциалните цени за ВЕКП се заменят с премиен модел. КЕВР вече не плаща „надпазарна цена“, а определя премия върху реализирания пазарен приход. През 2015 г. се създава Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС)

³¹ Енергийният холдинг плати част от дълга на „Топлофикация София“ за газ. 2009 г.
https://www.dnevnik.bg/biznes/2009/04/05/700611_energiiniat_holding_plati_chast_ot_dulga_na/.

и плащанията за премии започват да постъпват от него, а през 2018 г. премиеният модел бива оптимизиран. През тези няколко години следва нова серия от цесии, чрез които БЕХ прехвърля вземания от „Топлофикация София“,³² но въпреки всички тези промени и реструктуриране на задълженията, дългове към газовия доставчик продължават да се натрупват през 2019 г. „Булгаргаз“ завежда иск към „Топлофикация София“.³³ През 2020 г. задълженията вече надхвърлят 1 млрд. лв. и изводите от одит на Сметната палата за този период³⁴ сочат, че освен външни фактори, за натрупване на

разполагане на нови мощности и инвестиции в мрежата и в съществуващи съоръжения. Той е гласуван от Столичния общински съвет и в момента е единственият генерален план за модернизация на дружеството.

Няколко месеца преди това от Изпълнителната агенция по околната среда отказват дерогация за екологичните норми на емисиите на „Топлофикация София“. Новите стандарти за допустими емисии на азотни оксиди са променени с решение на Европейската комисия № 2017/1442/ЕС от 2017 г. и са приведени в

„Топлофикация София“ ЕАД е в тежко финансово състояние, трайно нерентабилно и със задълбочаваща се неплатежоспособност и декапитализация.“

Извод от одит на Сметната палата за периода от 01.01.2018 г. до 31.12.2020 г.

задълженията са допринесли и управленските решения на дружеството.

През октомври 2021 г. е публикуван проект за модернизация на „Топлофикация София“ от Black & Veatch,³⁵ който предлага стратегия за

действащото българско законодателство. „Топлофикация София“ ЕАД не може да покрие тези норми в нито една от големите си централи (ТЕЦ „София Изток“ и „София“, ОЦ „Земляне“ и „Люлин“).

³² Булгаргаз. Междинен доклад за дейността. <https://www.bulgargaz.bg/bg/media/download/65ba036f8047f783966317.pdf>.

³³ Българско национално радио. „Булгаргаз“ съди „Топлофикация София“ за 35 милиона лева. <https://bnr.bg/post/101154464/bulgargaz-sadi-toplofikacia-sofiya-za-35-miliona-leva>.

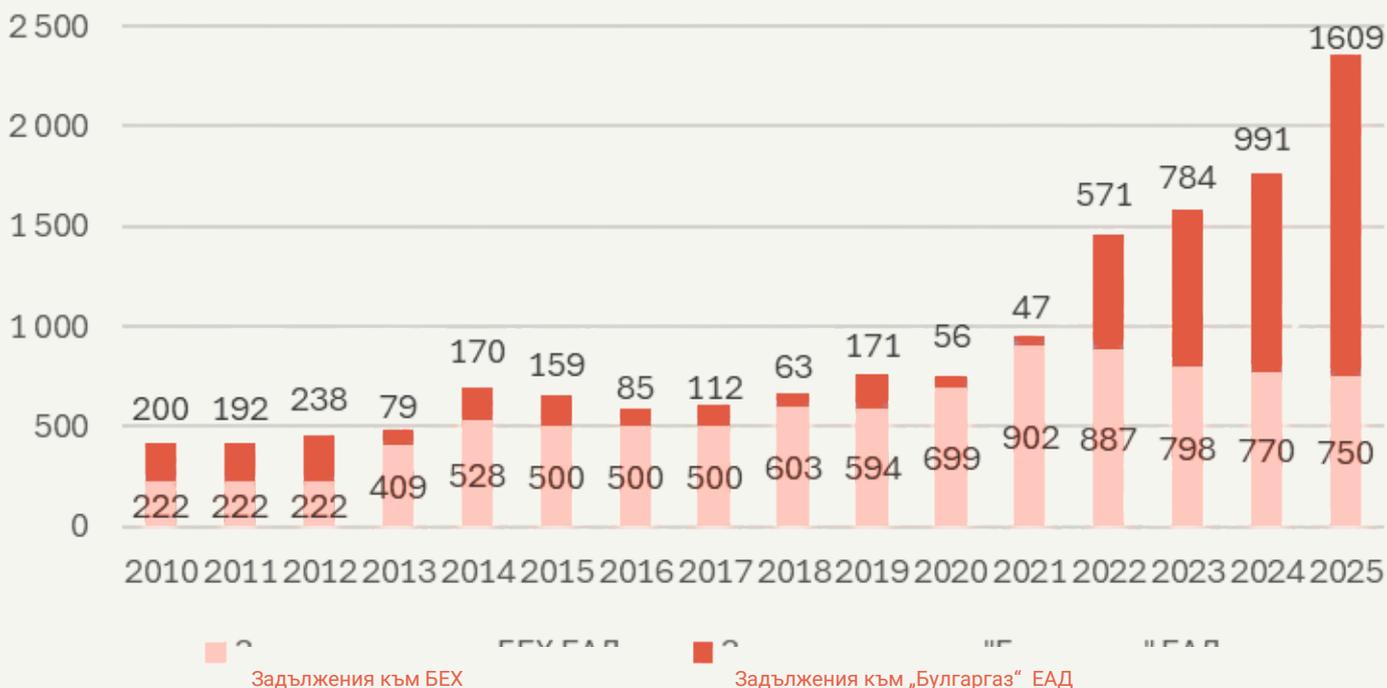
³⁴ Сметна палата. В „Топлофикация София“ – технологии от средата на миналия век, гражданите плащат цената за пропуснати екологични и ефективни решения. <https://www.bulnao.government.bg/bg/novini/pressyobshteniq/v-toplofikaciya-sofiya-tehnologii-ot-sredata-na-minaliya-vek-grazhdanite-plashat-cenata-za-propusnati-ekologichni-i-efektivni-resheniya/>.

³⁵ Доклад за състоянието на „Топлофикация – София“ ЕАД. <https://www.sofia.bg/documents/20121/1041550/Task2draftreportBG.pdf/f285b6ed-1a36-4858-ab90-c29158ead41f>.

Поисканата от дружеството дерогация за нивата на емисиите на ТЕЦ „София“ е отказана на втора съдебна инстанция. Прогнозната стойност за рехабилитация и снижаване на азотните емисии в съществуващите съоръжения е от порядъка на 8,7 млн. евро на котел. На „Топлофикация София“ ще са ²² й необходими поне 8 такива съоръжения, за да може да обезпечи отоплителния сезон.

От 16 декември 2021 до 31 март 2022 г. е обявен мораториум на Народното събрание върху цените на електроенергията, отоплението и водата, което води до замразени приходи при растящи разходи и допълнително нарастване на загубите на „Топлофикация София“ ЕАД. Месец по-късно „Газпром“ прекратява доставките на газ за България и се наблюдава рязък скок на цените на газа, а последващите компенсационни механизми не покриват напълно ефекта от това.

През 2022 г. е сключено тристранно споразумение между ФСЕС, БЕХ ЕАД и „Топлофикация София“ ЕАД, като цялата сума от постъпленията на „Топлофикация София“ от премията по чл. 33а от Закона за енергетиката от ФСЕС се прехвърля към БЕХ (20%) и „Булгаргаз“ (80%). За 2024 г. тази премия е в размер на 263,4 млн. лв., но общите задължения на дружеството продължават да нарастват и в първото тримесечие на 2024 г. надминават 2 млрд. лв., от които 305 млн. лв. незакупени квоти за парникови емисии. До момента по действащия план за модернизация не са предприети никакви действия и обяснението на ръководството на дружеството за това е „поради обективни икономически, технологични и финансови фактори“. Вместо това то е съсредоточено върху неотложни ремонти, а инвестиционната програма традиционно има нисък процент на изпълнение.



Фигура 1. Задълженията на „Топлофикация София“ към БЕХ и „Булгаргаз“ за периода 2010 – септември 2025 г., в млн. лв. * Стойностите за 2025 г. са пресметнати въз основа на междинни доклади.

³⁶ ВАС отмени решение на АССГ относно актуализираното комплексно разрешително на „Топлофикация София“ за допустимите вредни емисии, отделани от ТЕЦ „София“. https://info-adc.justice.bg/courts/portal/edis.nsf/e_act.xsp?id=2413855&code=vas&guid=1333912103.

Въз основа на историческите данни могат да се направят няколко наблюдения:

- Държавната намеса, регулиране и субсидиране не успяват да подобрят резултатите на „Топлофикация София“ в нито един етап от разглеждания период досега.
- Държавата и регулаторът не успяват да реагират на външни фактори и това води до значителни нарушения във финансовите резултати на дружеството. Вътрешните фактори и управленски решения само засилват този ефект.
- Пълната зависимост на „Топлофикация София“ от изкопаем газ и трайната липса на инвестиции в модернизация се отразява силно негативно при всяка промяна в цената на синьото гориво.
- От 2021 г. насам задълженията започват да растат експоненциално и е въпрос на време компанията да изпадне в състояние на неплатежоспособност.
- Хроничен проблем, който се наблюдава през целия разглеждан период, е технологичното изоставане на дружеството и ниската ефективност. До момента не е правен опит за диверсификация на горивото или децентрализация на производството.
- Енергийните съоръжения в ТЕЦ „София“ не отговарят на изискванията за допустимо количество вредни емисии от 2007 г., но не са предприети мерки за отстраняване на проблема, което поставя работата ѝ в сериозен риск.



Настояща стратегия и предприети мерки

В бизнес плановете за 2024 и 2025 г., в „Основни проекти и приоритети“, са залегнали няколко модернизационни мерки, които имат потенциал да намалят зависимостта на „Топлофикация София“ от фосилен газ.

- Изграждане на паро-газови инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия със заложена възможност за преход към зелен водород.

Предвижда се инвестиция в когенерация, използваща изкопаем газ и нарастване на потреблението му с около 27% и около 320 000 тона CO₂eq. Инвестицията е на обща прогнозна стойност от 1,242 млрд. лв. Няма предвидени средства в инвестиционната програма за 2025 г. Изпълнението на мярката към този момент е нереалистично. Използването на зелен водород в паро-газовия цикъл не е обосновано от икономическа гледна точка в бизнес плана и не е посочено каква би била себестойността за производство, съхранение и транспорт на водорода.

Не са отчетени и допълнителните амортизационни разходи, породени от спецификата на работата с водород. Засега подобни системи в рамките на Европа са единствено пилотни и демонстрационни, в малък мащаб и предстои технологията да се утвърди като успешна за комерсиална употреба.

- Пълен инженеринг – проектиране, доставка, монтаж/изграждане и въвеждане в експлоатация на фотоволтаична система на територията на ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“.

Проектът за ТЕЦ „София“ предвижда производството на 827,18 MWh електрическа енергия годишно и редуциране на въглеродните емисии с 1121 тона CO₂eq. Прогнозната стойност е 4,261 млн. лв., а в инвестиционната програма за 2025 г. са заложили 200 000 лв. Проектът за ТЕЦ „София Изток“ предвижда 2811 MWh ел. енергия и редуциране на 1319 тона CO₂eq. Прогнозният разход за проекта е в размер на 5,062 млн. лв., в инвестиционната програма за 2025 г. са заложили 400 000 лв.

³⁷ ENTSO-E. The ENTSO-E Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>.

³⁸ AG, European Energy Exchange. Emission Spot Primary Market Auction Report 2025. <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/environmentals/eex-eua-primary-auction-spot-download>.

В рамките на настоящия анализ е направено пресмятане за годишните спестявания и срока на откупуване на инвестициите. За целта е пресметната продажна стойност на електрическата енергия, като е пресметната средночасовата стойност на електрическата енергия в пазарна зона „България“ за 2024 г.,

умножена по тегловен коефициент, съвпадащ с производствения профил на фотоволтаичен панел, ориентиран на юг, наклон 30 – 35°, усреднен за цяла година. За средна цена на квотите за парниковите емисии е използвана средната аритметична цена на спотпазарите на ЕЕХ за цялата 2024 г.

| Електрическа енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишен приход |
|----------------------|----------------------------------|------------------------------|---------------------|
| ТЕЦ „София“ | 827,18 | 82,86 | 68 536,79 € |
| ТЕЦ „София Изток“ | 2811,00 | 82,86 | 232 908,08 € |
| Парникови емисии | Количество (tCO ₂ eq) | Цена (€/tCO ₂ eq) | Годишни спестявания |
| ТЕЦ „София“ | 1121 | 65,89 | 73 862,69 € |
| ТЕЦ „София Изток“ | 1319 | 65,89 | 86 908,91 € |
| Капиталови разходи | Стойност | | Откупуване (години) |
| ТЕЦ „София“ | 2 178 614,71 € | | 15,3 |
| ТЕЦ „София Изток“ | 2 588 159,50 € | | 8,1 |

Таблица 1. Пълен инженеринг – проектиране, доставка, монтаж/изграждане и въвеждане в експлоатация на фотоволтаична система

Изчисленията показват, че инвестицията в ТЕЦ „София Изток“ има добра възвръщаемост, но съществува значителна разлика в срока за откупуване на системите в двете централи. Това може да се дължи на специфики в местоположението за монтаж и характеристики на собственото потребление, което системата ще покрива. Възможно е също да има и пороци при изготвянето

на проекта, тъй като разликата в електропроизводството е около 400% в полза на проекта в ТЕЦ „София Изток“, но спестените емисии са само със 17% повече, отколкото при проекта в ТЕЦ „София“. Експлоатационните разходи са оценени на 1,5 – 2% годишно от капиталовите разходи. Приблизително на толкова са оценени инфлацията и поскъпването на електроенергията за разглеждания период.

- Изграждане на системи, акумулиращи слънчева радиация за нуждите на Временна отоплителна централа (ВОЦ) „Инжстрой“

Планира се изграждане на фотоволтаична инсталация от хибридни

По този начин се явява пилотен проект за производство на възобновяема електрическа енергия. Това е стъпка в правилна посока и може да послужи за пример в останалите райони с ВОЦ, както и за бъдещи проекти за децентрализация.

| | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|---------------------|
| Електрическа енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишен приход |
| | 117 | 82,86 | 9 694,15 € |
| Топлинна енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишен приход |
| | 455 | 69,48 | 31 613,40 € |
| Парникови емисии | Количество (tCO ₂ eq) | Цена (€/tCO ₂ eq) | Годишни спестявания |
| | 188 | 65,89 | 12 387,32 € |
| Капиталови разходи | Стойност | | Откупуване (години) |
| | 100 213,21 € | | 1,9 |

Таблица 2. Изграждане на система от хибридни колектори PVT, акумулираща слънчева радиация за нуждите на ВОЦ „Инжстрой“

колектори PVT с обща мощност 108 kWp и 284 kWth. Предвижда се производството на 117 MWh ел. енергия и 455 MWh топлинна енергия годишно и редуциране на 188t CO₂eq. Прогнозните инвестиционни разходи са в размер на 196 000 лв. без ДДС, които са заложили изцяло в Инвестиционната програма за 2025 г.

За нуждите на пресмятането единичната цена на топлинната енергия е взета по текущи цени от Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. на КЕВР за срока от 01.07.2025 до 30.06.2026 г. От времето на откупуване е видно, че този проект би бил изключително успешен, ако се реализира съгласно проекта. Това е и единственият проект, който е планиран и обезпечен със средства от дружеството в бизнес плана за 2025 г.

- Изграждане на соларна система за подпомагане на топлопреносната мрежа на топлорайон (ТР) „София Изток“ и ТР „София“

Предвижда се изграждане на соларни термични панели, които по прогнозни данни ще спестят 17 697 MWh първична енергия (газ) и 3575 тона CO₂eq годишно за ТР „София Изток“ при прогнозна стойност 8,572 млн. лв. и заложили 150 000 лв. За ТР „София“ се предвижда спестяване на 9642 MWh първична енергия (газ) и 2121 тона CO₂eq годишно при прогнозна стойност от 10 млн. лв. Няма предвидени средства в инвестиционната програма за 2025 г.

Съществената разлика в

| Електрическа енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишен приход |
|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| ТЕЦ „София“ | 9642 | 69,48 | 669 926,16 € |
| ТЕЦ „София Изток“ | 17 697 | 69,48 | 1 229 587,56 € |
| Парникови емисии | Количество (tCO2eq) | Цена (€/tCO2eq) | Годишни спестявания |
| ТЕЦ „София“ | 2121 | 65,89 | 139 752,69 € |
| ТЕЦ „София Изток“ | 3575 | 65,89 | 235 556,75 € |
| Капиталови разходи | Стойност | Откупуване (години) | |
| ТЕЦ „София“ | 5 112 918,81 € | 6,3 | |
| ТЕЦ „София Изток“ | 4 382 794,01 € | 3,0 | |

Таблица 3 Изграждане на соларна термична система с плоски панели в ТР „София Изток“ и ТР „София“

себестойността на енергията между двата проекта говори за необходимостта от актуализиране и преработване на проектите, за да се постигнат максимални параметри. Но понастоящем и двата инвестиционни проекта обещават добра възвръщаемост и биха имали значителни икономически и екологични ползи за дружеството.

- Оползотворяване на геотермална енергия чрез изграждане на термопомпени инсталации във ВОЦ на дружеството

Във всяка ВОЦ се планира изграждане на термопомпени инсталации с мощност 6 MW (за ВОЦ „Орландовци“ – 1 MW) с използване на земната температура в малка дълбочина. В този смисъл става дума повече за термопомпени инсталации, отколкото на геотермални, тъй като основната първична енергия

ще е електричеството. Няма предвидени средства в инвестиционната програма за 2025 г. и няма изготвен проект и прогнозна стойност. Въвеждането на термопомпи в производството на топлинна енергия е с много голям потенциал за декарбонизация на дружеството, както и за снижаване на себестойността, тъй като цените на електрическата енергия в дадени периоди на деня са многократно по-ниски от тези на изкопаемия газ за единица енергия.

Тъй като „Топлофикация София“ ЕАД не е изготвила проект и прогнозна стойност на инвестицията, настоящият анализ ще направи оценка на целесъобразността и прогноза за времето на изкупуване. Източници от литературата (9) показват, че на база международни индустриални проекти и реални общински инсталации в Европа

CAPEX на подобна система варира в рамките на 0,6 ÷ 0,8 М€/MW (млн. евро на мегават), или около 4,2 млн. евро за инсталациите по 6 MW и около 0,7 млн. евро за инсталацията в Орландовци. Средната стойност на електрическата енергия за 2024 г. е била 102,43 €/MWh, ако допуснем следните параметри:

- COP (Coefficient of Performance) – 3,5;
- годишни работни часове – 6000;
- средна натовареност (Load Factor) – 0,75.

- Изграждане на закрит паркинг с фотоволтаични панели в Централно управление на „Топлофикация София“ ЕАД

Предвижда се проектът да произвежда 314 MWh електрическа енергия и редуциране на емисиите на парникови газове с 258 тона CO_{2eq} годишно. Прогнозните инвестиционни разходи са в размер на 750 хил. лв. без ДДС, от които 150 хил. лв. са заложиени в инвестиционната програма за 2025 г.

| | | | |
|----------------------|------------------|--------------|---------------------|
| Топлинна енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишен приход |
| | 117 | 82,86 | 1 875 960,00 € |
| Електрическа енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишни разходи |
| | 7713 | 102,43 | 790 042,59 € |
| Капиталови разходи | Стойност | | Откупуване (години) |
| | 4 200 000,00 € | | 3,9 |

Таблица 4. Изграждане на 6 MW термопомпена инсталация във ВОЦ на дружеството

Изчисленията са за 1 бр. термопомпена инсталация с мощност 6 MWth показват, че има икономическа логика подобни системи да заместят настоящите газови мощности.

Съгласно резултатите от научните данни по-добра възвръщаемост от предложения геотермален модел на ниска дълбочина би било поставянето на термопомпи вода – вода, където има достъп до воден дебит с целогодишно равномерни температури, например от отпадни води.³⁹

Изграждането на фотоволтаични централи за собствено потребление извън производствените централи трябва да е приоритет за дружеството, защото, освен че работят на ниска себестойност, така се спестяват акциз, такси за пренос и достъп до преносна и разпределителна мрежа.⁴⁰ По този начин се реализират допълнителни спестявания и срокът за откупуване намалява значително. Съществува екологична и икономическа логика в завършването на проекта, който изпълнява двойна цел, като покривна конструкция.

³⁹ Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. al, Henrik Pieper et. неизв.: Energy Procedia, August 2018 г. 10.1016/j.egypro.2018.07.104.

⁴⁰ ЕРМ Запад. Цени за достъп и пренос. <https://ermzapad.bg/bg/za-klienta/ceni-i-nachini-na-plashane/ceni-za-dostp-i-prenos/>.

| | | | |
|--------------------------|------------------|--------------|---------------------|
| Електрическа енергия | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишен приход |
| | 314 | 82,86 | 26 016,77 € |
| Такси за пренос и достъп | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишни спестявания |
| | 314 | 36,36 | 11 417,04 € |
| Парникови емисии | Количество (MWh) | Цена (€/MWh) | Годишни спестявания |
| | 258 | 65,89 | 16 999,62 € |
| Капиталови разходи | Стойност | | Откупуване (години) |
| | 383 468,91 € | | 7,0 |

Таблица 5. Изграждане на закрит паркинг 263 kWp с фотоволтаични панели на площадката на Централно управление на „Топлофикация София“ ЕАД

- Проекти за акумулация на електрическа енергия и участие на пазара на балансираща електрическа енергия

Предвижда се изграждане на 4 електрически бойлера с обща инсталирана мощност 15 MW в ОЦ и ВОЦ на дружеството с цел участие в балансиращия пазар на електрическа енергия – регулиране надолу, както и изграждане на батерии (BESS) с общ капацитет от 350 MWh. Няма предвидени средства в инвестиционната програма за 2025 г. и ръководството не намира за икономически обоснована инвестицията към този момент.

Необходимо е да се отбележи, че през последните две години по линия на НПВУ в страната

бяха реализирани и все още се реализират големи мощности и капацитет от BESS, които ще участват на пазарен принцип в борсовата търговия на електрическа енергия и в пазара за балансиране на енергията и ще са основен конкурент помежду си. С голяма степен на увереност може да се твърди, че моментът за такава инвестиция е изпуснат. Липсата на възможност за финансиране на подобни проекти по европейски и национални програми поради тежкото финансово състояние на дружеството е сериозна пречка за модернизацията му и излизането от дълговата спирала, в която се намира, а то не разполага със собствени средства за реализирането на подобни мерки. Затова е необходимо да се търсят алтернативни формули за финансирането на модернизационните проекти.

Сравнителен анализ между „Топлофикация София“ и подобни чуждестранни компании

За да оценим проектите за модернизация на „Топлофикация София“, е добре да разгледаме какви са останалите европейски практики, най-перспективните технологии, какъв е напредъкът във внедряването им и резултатите това.⁴¹

Доставчиците на централизирано отопление в Европа със сходен профил на този на „Топлофикация София“ ЕАД се преориентират към увеличаване на дела на производство от възобновяеми източници и в модернизацията към по-ефективна нискотемпературна топлофикационна мрежа. Австрийският оператор Wien Energie инвестира 1,2 млрд. € във фотоволтаични панели и над 400 млн. € в устойчиви технологии за топлинна енергия. Друг проект за трансформация, който е близък до профила на „Топлофикация София“ като размер, гориво и мощности, е този във Франкфурт, собственост на общинската компания Mainova. Той е част от инициативата Hotmaps, финансирана⁴³ по проект Horizon 2020 на Европейския съюз, който включва пълните стратегии и пътни карти за трансформацията на Франкфурт и още шест европейски топлофикационни компании. Най-съвременната технология в бранша

е 5-а генерация топлофикационна мрежа – фундаментално нова концепция на децентрализация, която позволява преминаването на енергия от отделни източници в мрежата до отделни консуматори и обратно – без дори да е необходим голям централизиран източник на енергия, тъй като всеки консуматор е и производител.

В нискотемпературните мрежи температура на подаващия и връщащия кръг, близка до тази на почвата, има следните предимства:

1. Предварително изолираните метални тръби могат да бъдат сменени с неизолирани пластмасови тръби, което не само е многократно по-евтино, а и не е необходимо да се заменят на всеки 20 – 30 години.
2. Много по-ниски термични натоварвания и система, която при добър монтаж е фактически безаварийна.
3. Много по-ниски загуби при пренос. През последните няколко години средногодишните загуби от пренос на столичната мрежа са 19%.

⁴¹ Виж Приложение 5.

⁴² Wien Energie. Clean electricity projects. <https://positionen.wienenergie.at/en/projects/>.

⁴³ Hotmaps. The open source mapping and planning tool for heating and cooling. <https://www.hotmaps-project.eu/>.

неизползваема при високотемпературните мрежи. Термопомпите, охлаждащи складовете, фризерите и магазините, отделят топлина от външните си тела, която в момента бива изхвърляна. Нискотемпературните мрежи позволяват тази топлинна енергия да бъде оползотворена, което допълнително повишава ефективността на термопомпите и този процес дава икономически стимул за всички страни.

5. Възможност топлофикационната мрежа да бъде използвана едновременно за отопление и охлаждане целогодишно.

Топлинните загуби при пренос на столичната „Топлофикация“ са 11 – 12% през зимата и достигат до 45% през лятото. Това се дължи на обстоятелството, че коефициентът на топлопреминаване и дължината на тръбопроводите е константа и загубите в абсолютна стойност се запазват, но в голям диапазон се променя количеството на подаваната енергия. С увеличението на енергийната ефективност на сградите е неизбежно загубите да продължат да се увеличават, дори и цялата мрежа да бъде подменена. Единственото възможно бъдеще за топлофикационната мрежа е концептуалната промяна и преминаване към нискотемпературна. Това ще улесни свързването с източници на отпадна топлинна енергия. Индустрии като стъкло- и металпреработвателните компании, инсинератори и др. не оползотворяват голяма част от отпадната топлина на своите производствени процеси.

Някои от най-големите компании – консуматори на фосилен газ, като BA Glass Bulgaria SA и Sofia Med SA, опериращи в рамките на гр. София, са в непосредствена близост до мрежата на „Топлофикация“. Свързването на отпадната топлина от различните производители към топлофикационната мрежа би било сравнително евтино и ефективно и двете страни биха спечелили от това, тъй като топлинната енергия от тези обекти би се изкупувала на цена, която е под производствената себестойност на „Топлофикация София“.

Политически и финансови решения

Анализът на предложените от „Топлофикация София“ мерки показва, че повечето от тях имат добра възвращаемост и инвестициите биха се откупили в рамките на 2 до 7 години. Някои от проектите се срещат в бизнес плановете на дружеството и назад през годините, но досега не са реализирани. В последния актуален план са заложили само 1,096 млн. лв., а прогнозната сметка за изпълнението им е 69,913 млн. лв. Цялата инвестиционна програма за 2025 г. е в размер на 189,133 млн. лв., от които 51,909 са предназначени за топлоизточници. Това показва, че „Топлофикация София“

има възможност да стартира повечето или всички проекти със собствени средства и да ги завърши в рамките на 2 до 3 години. Причините да не се приоритизират и да не се обезпечават от инвестиционната програма може да са: липса на капацитет за възлагане и изпълнение и/или приоритизиране на инвестициите в съществуващите стари технологии.

За да се насърчи приоритизацията на инвестиции в устойчиви технологии, вероятно ще са необходими и външни фактори под формата на решения от принципала на дружеството – Столичния общински съвет, институционален натиск за изпълнение на мерките по декарбонизация и/или финансова подкрепа под формата на целеви средства за тези и други подобни проекти. Друг важен аспект е цената за крайните потребители. Например към ноември 2025 г. цената за 1 MWh топлинна енергия, доставена по действащите цени на „Топлофикация София“ ЕАД, съгласно решение №Ц-24 от 01.07.2025 г., е 69,48 €/MWh. Същото количество енергия от синьо гориво би струвало⁴⁴ 58,18 €/MWh. По действащите цени на ЕРМ „Запад“⁴⁵ за електрическа енергия и при

термопомпа със сезонен коефициент на производителност (SCOP) 3,8, количеството от 1 MWh топлинна енергия би ни струвало около 32,84 €/MWh. Всичко това показва, че централното топлоснабдяване в София вече е икономически неизгодна услуга. Това може да влоши допълнително репутацията на дружеството и повишава риска от отлив на клиенти и в случай че тези клиенти инвестират в термопомпи, вероятността „Топлофикация София“ някога да си ги възвърне е изключително малка. Затова устойчиво решение може да бъде намерено само през модернизация и топлоизточници с ниска себестойност, каквито са възобновяемите.

Запазването на централизираното отопление и увеличаването на потребителите му позволяват на Общината и на държавата да постигат по-лесно политическите си цели. Например ако трябва да се намали замърсяването на въздуха в определени зони на града или да се намалят парниковите емисии от Общината, това може да стане централно, чрез въвеждане на по-чисти производствени мощности.

⁴⁴ Овергаз Мрежи, цени на газа от краен снабдител, https://www.overgas.bg/wp-content/uploads/2025/10/TSENA-SAJT_red-1.pdf.

⁴⁵ ЕРМ Запад. Цени за достъп и пренос. <https://ermzapad.bg/bg/za-klienta/ceni-i-nachini-na-plashane/ceni-za-dostp-i-prenos/>.

Финансиране на модернизацията през БЕХ или през държавата

Възможно е „Български енергиен холдинг“ ЕАД да финансира столичната топлофикация посредством ЕСКО договор или целеви заем срещу конкретни ангажименти и срокове, в които тези проекти за модернизация да се възложат и реализират. Модернизацията на „Топлофикация София“ ЕАД е жизненоважна за нейното оцеляване, но е важна и за БЕХ и дъщерното му дружество „Булгаргаз“ ЕАД, защото те са основни кредитори на „Топлофикация София“ и практически са поели изцяло финансирането на оперативната и търговската дейност на компанията. Единственият начин да се гарантира връщането на задълженията е дългосрочната инвестиция за съживяване на столичната топлофикация чрез модернизация и откъсването от пълната зависимост от изкопаем газ.

Член 26 на ревизираната Директива за енергийна ефективност (ЕС/2023/1791) налага до 31 декември 2027 г. всички топлофикационни мрежи да покриват изискванията за ефективна централна отоплителна и охладителна система: да използват най-малко 50% енергия от възобновяеми източници, 50% отпадна топлина, 75% топлинна енергия от комбинирано производство на енергия или 50% от съчетание на такава енергия и топлина. Ако не се изпълняват задълженията по Директивата,

това може да доведе до наказателна процедура и сериозни финансови санкции. „Топлофикация София“ ЕАД е задължена да изготви план как може да покрие критериите и да докладва мерките по неговото изпълнение. Държавата разполага с всички средства, за да стимулира, а и да задължи топлофикационните дружества да изготвят и да спазват план за покриване на критериите в Директивата, включително чрез ограничаване на премиите за комбинирано производство и забрана за финансиране и подкрепа с публични средства при системно неизпълнение.

Може да се посочат няколко стъпки, които БЕХ следва да обмисли като възможност за бързо изпълнение и които ще бъдат в негов собствен интерес, независимо дали и как холдингът би се включил в едно бъдещо оздравяване на „Топлофикация София“.

1. БЕХ следва да оцени много внимателно плюсовете и минусите от всяка една дейност, в която е ангажиран в момента или предстои да бъде ангажиран занапред. Необходим е честен, политически неутрален анализ и оценка доколко всяко от дружествата, на които е собственик или в които има участие, тежи на холдинга и го затруднява в оперативната му дейност или помага

за успешното му развитие. В тази оценка като минимум следва да се включат въпросите за ползите и тежестите от участието на БЕХ във:

- изграждането на нови атомни блокове;
- поддържане на жизнеспособността на въглищната енергетика;
- участие в търсенето на изкопаем газ, развитието на газопреносната система и други дейности, свързани с увеличаване дела на газификацията в българската енергетика;
- участие в дружества като НЕО ЕАД, „Южен поток“, „Горна Арда“ и др.

2. Отделно е необходима оценка на ефективността от досегашните начини за външно финансиране на холдинга и неговите дружества.

3. Независимо от предходните стъпки, държавата следва да приеме и спазва поне през определен период от време стабилни и непроменяеми правила за:

- определяне и изземване като дивиденди на печалбите на държавните енергийни дружества;

- използването на средства от ФСЕС за покриване на загуби на енергийни дружества, породени от регулиране на цените на енергията за бити и индустрията или от ценовите пазарни флуктуации.

Подобни оценки следва да се направят от специалисти с опит, но в крайна сметка решенията какво да се предприеме – включително за извършването им – ще бъдат взети на политическо ниво. Познавайки българската политическа традиция, можем да предвидим дълги, сложни и изпълнени с популизъм и съпротива дебати по този въпрос.

„Топлофикация София“ от своя страна следва да представи цялостна визия за развитието си и план за модернизация на дружеството, като си постави за цел постигането на високи стандарти при обслужването на клиентите, декарбонизация и финансова стабилност. Тук задачата се усложнява от необходимостта Столичната община също да представи своя визия за енергийното си развитие, която всъщност ще определи и мястото на топлофикационното дружество в цялата картина.

Финансиране на модернизацията през Общината

Столичният общински съвет е принципал на „Топлофикация София“ ЕАД и като такъв трябва да защитава интереса и да следи за успеха на своето общинско дружество. В същото време трябва да защитава интереса на гражданите, а двата невинаги съвпадат. Финансиране на „Топлофикация София“ ЕАД от бюджета на града би било за сметка на всички останали проекти, като непреки бенефициери биха били само потребителите на топлофикационното дружество, и то в случай, че успее да преодолее финансовите си затруднения и подобри значително услугата. Допълнително повишение на цените на потребителите, за да се подобрят финансовите резултати на дружеството,⁴² също може да се окаже контрапродуктивно. Затова е необходимо да бъдат потърсени алтернативни решения.

Столичната община може да финансира самостоятелно децентрализирани отоплителни производства, които да използват мрежата на „Топлофикация София“ ЕАД и собствеността им да е на районните кметства.⁴³ Няма нормативни пречки за това, тъй като не се изисква лиценз за производство на топлинна енергия, когато централата е под 10 MW, а присъединяването на обекта към топлопреносната мрежа е задължително и е регламентирано в чл. 18, ал. 3 от

Закона за енергията от възобновяеми източници. Това решение има няколко допълнителни ползи:

- Поради своите финансови задължения „Топлофикация София“ не може да е бенефициер на европейско финансиране, докато общините могат. Ако част от капиталовите разходи бъдат поети по тази линия, то себестойността на енергията и времето за откупуване ще бъдат значително по-малки.
- Ако в бъдеще има прехвърляне на собствеността на дружеството, съоръженията ще си останат притежание на общинската администрация.

Необходимо е да се спомене, че не е задължително участието на външни за „Топлофикация София“ производители в общия топлинен микс за разпределение да се отрази негативно на нейните печалби. При сегашните ценови равнища и техническо състояние столичната топлофикация произвежда топлинната си енергия при голяма себестойност и неведнъж в бизнес плановете си и докладите си към Столичния общински съвет ръководството ѝ е изтъквало, че „социално поносимата“ цена на топлинната енергия, която КЕВР³⁷ определя с

решенията си, не е достатъчна, за да покрие разходите за производство. При положение че възобновяемите източници могат да произвеждат при себестойност два и повече пъти по-ниска от цената за потребителите, то

е възможно „Топлофикация София“ да изкупува енергията от други производители на по-ниски цени, които да покрият загубите по мрежата и да формират печалба за дружеството.

Финансиране чрез „зелени облигации“ (green bonds)

„Зелената облигация“ е дългов инструмент с фиксиран доход, предназначен за набиране на средства за проекти, които са свързани с климата и околната среда. Тя е обвързана с активите и е обезпечена от баланса на емитента, така че носи същия кредитен рейтинг като другите дългови задължения на емитентите си. Зелените облигации следват Принципите за зелени облигации, установени от Международната асоциация на капиталовите пазари (ICMA), и приходите от емитирането им трябва да се използват за предварително определени видове проекти. Категориите допустими зелени проекти включват например: възобновяема енергия, енергийна ефективност, предотвратяване и контрол на замърсяването, екологично устойчиво управление на живите природни ресурси и земеползване, сухоземно и водно биоразнообразие, чист транспорт, адаптиране към изменението на климата.

Без да се впускаме в подробности, тук

ще отбележим, че финансирането чрез „зелени облигации“ и сходните им „климатични облигации“ изисква не само ангажираност, но и гаранции за постигане на декларираните цели чрез независими оценки и верификации. От края на 2024 г. вече е в сила и Регламент (ЕС) 2023/2631 от 22 ноември 2023 година относно европейските зелени облигации и незадължителното разкриване на информация за облигации, предлагани на пазара като екологично устойчиви, и за облигации, свързани с устойчивостта. С него се определят еднакви правила за използване от емитентите на обозначението „европейска зелена облигация“ (EuGB).

Възможно ли е да се използват „зелени облигации“ за финансиране на цялостната трансформация на „Топлофикация София“, така че заедно с техническото си обновяване тя да намали до приемливи нива своите милиардни задължения към БЕХ и „Булгаргаз“? Въпросът остава открит.

Това, което е възможно обаче, е още на този етап да се потърси финансиране чрез „зелени облигации“ на серия проекти за ВЕИ, които вече са предвиждани в плановете на столичното дружество, но за които няма заложено финансиране.

За целта би могло да се създаде смесено дружество между БЕХ и „Топлофикация София“, което да поеме проектирането и изпълнението на пилотни зелени инвестиции в общинското дружество в ограничен размер – например 50 млн. евро.

Имайки участие в дружество, свободно от тежестта на дългове, и като използва своя добър кредитен рейтинг, БЕХ може да издаде специална лимитирана емисия „зелени облигации“, която да насочи единствено към инвестиции във ВЕИ проекти на територията на Столичната община през него. Разбира се, тук ще трябва да се създадат конкретни правила за действието на дружеството, защото то ще трябва да генерира печалби, с които да изплаща лихвите и главницата по заема, но и да заделя за изплащане на досегашните заеми на „Топлофикация София“.

Суапова сделка от типа Debt-for-nature (Debt-for-climate, debt-for-energy transition)

Макар и трудно, доколкото подобен опит в рамките на една страна не съществува, е възможно да се мисли за някакъв вид редукция на дълга на „Топлофикация София“ от типа „дълг срещу природа“, която в конкретния случай е по-удачно да бъде наречена „дълг срещу климат“ или „дълг срещу енергийна трансформация“.

Подходът при подобен тип сделки е следният:

1. В преговори между трите дружества и с участието на Министерството на енергетиката и Столичната община се търси постигането на частична редукция на дълга (например 20 – 30%) при следните условия:

- „Топлофикация София“ ще изплати в приемлив, но кратък срок една трета или половината от договорената сума за редукция – по равно (или в друго съотношение) към БЕХ и „Булгаргаз“.
- БЕХ и „Булгаргаз“ съответно ще отпишат цялата договорена за редукция сума в съотношението, което са договорили страните.
- „Топлофикация София“ се задължава да инвестира спестената сума от редуцирания дълг в „зелени инвестиции“ за собственото си оздравяване и развитие, като се определи конкретен – също сравнително

кратък – срок за тези инвестиции. (Тук може да се помисли дали част от сумата да не се приспадне от инвестиции на Столичната община в други „зелени“ енергийни проекти (или енергийна ефективност) извън тези на дружеството).

2. На базата на тази сделка и „Топлофикация София“ (в ограничен обем, например до 25% от спестената сума по сделката), и БЕХ биха могли да издадат емисии от „зелени облигации“ за собствени цели с по-дълъг срок – например 7 – 10 години. Такава сделка би могла да вдигне ESG рейтингите на дружествата.

3. Възможно е да се включи и финансиране от ФСЕС, за да се допълни сумата за инвестициите на столичното дружество.

Суаповите сделки от подобен род изискват както съгласие на кредитора, така и гаранции за изпълнение на поетите ангажменти от страната, чийто дълг ще бъде частично опростен, което означава освен всичко друго да бъде отстранен всякакъв риск от последваща намеса (политическа) за неизпълнение на поетите ангажменти. В този смисъл предложението, макар и да носи определени ползи, крие риска от

политическа намеса, ако някоя от страните се окаже в невъзможност да спазва поетите ангажменти. За да се минимизира подобен риск, може да се потърси включване от самото начало на независим външен арбитър, например Европейската комисия или Европейската инвестиционна банка, които да включат подобна сделка като част от своите условия за реформи и инвестиции в сектора/страната.

Трябва да отбележим отново двете възможности за окончателно решение на проблема с дълговете на „Топлофикация София“ към БЕХ и „Булгаргаз“:

1. Отписване на дълга чрез решение на Министерския съвет на Република България.

2. Приватизационна сделка или форма на публично-частно партньорство за дружеството, при което външният инвеститор поеме изплащането на тези дългове.

Докато втората опция е чисто теоретична, то отписването на дълга е възможност, която ще развърже ръцете на дружеството и на Общината за бъдещи действия, но ще натовари несправедливо всички граждани на страната.

Рискове и законодателни предизвикателства

Инвестициите в модерни, евтини и устойчиви технологии ще доведат до по-ниска себестойност и по-малки загуби в системата, което означава, че дружеството ще отчита по-ниски признати разходи към държавния регулатор и той от своя страна⁴¹ ще намали приходите, които компанията ще реализира. Непризнатите разходи (лихви по задължения, вноски във ФСЕС, загуби по пренос) ще се свият само частично, тъй като модернизацията може да помогне на загубите по пренос, ще намали дела на когенерация и съответно вноската към ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ, но основният непризнат разход, лихвите и неустойките по забавени плащания ще останат. В поднормативните актове,⁴² издадени от КЕВР и Министерството на енергетиката, липсват реални мерки, които да поощрят и подпомогнат внедряването на възобновяеми източници в централизираното отопление. Липсват и национални програми в тази насока.

С решение № 2620 от 13.03.2025 г. на Върховния административен съд⁴³ „Топлофикация София“ изпада в ситуация, в която дейността ѝ по производство на топлоенергия става де юре несъвместима с екологичните норми. Съгласно условие 2.1 от комплексното ѝ разрешително съоръженията в ТЕЦ „София“ могат да

работят единствено след писмено разрешение на Регионалната инспекция по околната среда и водите (РИОСВ) – София и достигане на заложените норми за допустими емисии, при условията на най-добрите налични техники (НДЕ/НДНТ-СЕН) за NOx от 100 mg/m³ съгласно условие 9.2, което тя не може да изпълни. РИОСВ – София е задължена да извършва измервания и да налага текущи месечни санкции. Малко вероятно е държавата да затвори топлофикацията и да остави София без отопление, но юридическият риск съществува, а натискът от Европейската комисия може да доведе до наказателни процедури срещу България заради това бездействие.

Всеки кредитор на „Топлофикация София“ ЕАД, независимо от размера на своето вземане (включително и дребен снабдител или изпълнител), има законно право да поиска несъстоятелност. Ако бъде открито производство, това ще доведе до тежка криза на управлението, спиране на всички плащания и изпълнителни действия и в крайна сметка – до опит за фундаментално реструктуриране (оздравяване) или окончателно закриване (ликвидация) на най-големия топлофикационен оператор в страната.

Изводи и препоръки

Непризнаването на разходите за обслужване на задълженията, закъснелите решения при рязка промяна в цената на газа и мораториума, наложен по време на криза, имат съществен принос за негативните финансови резултати на „Топлофикация София“. Същевременно е необходимо да се отбележи, че всички останали топлофикационни дружества в страната работят при същите регулаторни условия и външни фактори, но въпреки това преобладаващата част от тях ежегодно отчита печалба. От това следва изводът, че оперативни дефицити и начинът на управление през годините са основната разлика в постигнатите резултати на различните топлофикационни компании. Негативните резултати през годините са довели до кумулативно натрупване на задължения, които към септември 2025 г. са приблизително 2,4 млрд. лв. Това поставя компанията в риск от неплатежоспособност. Тя не разполага с достатъчно средства да обслужва задълженията си и да инвестира в технически решения. Продължавайки да се фокусира върху поддръжката на остарели производствени технологии и амортизирана топлопреносна мрежа, „Топлофикация София“ не успява да покрие или дори да забави ръста в размера на задълженията, а техническото състояние единствено се влошава.

Освен пред финансова криза, дружеството е изправено и пред екологична, тъй като не може да покрие изискванията в НДЕ/НДНТ-СЕН за пределни емисии на NOx. Съвременните изисквания превръщат необходимостта от инвестиции от желателна в задължителна. Без радикална модернизация дружеството е обречено на перманентни санкции или на затваряне на мощности. В бизнес плановете на „Топлофикация София“ ЕАД за 2024/25 г. са залегнали „Стратегически за дружеството проекти“, включително за модернизация и екологична трансформация. За някои от тези проекти има осигурено финансиране в инвестиционната програма, а за други е възможно да се приоритизира и да се отдели финансиране, но въпреки това нито един от тези проекти не е стартиран към края на октомври 2025 г. Калкулациите показват, че някои от проектите биха имали кратък срок за откупуване и добра възвръщаемост. Те биха послужили като пилотни проекти за дружеството, което ще спомогне за бъдещо планиране, разчет и оптимизиране на плановете за трансформация. Поради тези причини не е ясно какви са мотивите да не се работи в посока изпълнение на припознатите от дружеството мерки за модернизация и трансформация.

Европа е зависима от вноса на фосилни горива, което я поставя в неизгодно положение както по отношение на стойността на енергията, така и на нейната сигурност. Цената на синьото гориво в Henry Hub (САЩ) е била от порядъка на 3 – 4 USD/MMBtu, докато на европейската борса TTF цените са били от порядъка на 8 – 12 USD/MMBtu (≈ 36 EUR/MWh), като през зимата цената достига до 12 – 15 USD/MMBtu. Това означава, че плащаме 3 – 4 пъти по-висока цена за енергията от изкопаем газ, което ни поставя в неконкурентно положение спрямо другите икономики, ако това е основният ни източник на първична енергия.

Освен негативния икономически и екологичен ефект от работата на газ съществува и риск от гледна точка на сигурността, който през последната година стана основното съображение при планиране на инвестиции и политики. Доставките както по тръби, така и чрез кораби, могат да бъдат преустановени поради геополитически причини, както вече се случи два пъти с доставките от „Газпром“ в България. Това е осъзнато от повечето европейски лидери и всички политики на Европейския съюз са насочени към устойчив енергиен преход без фосилни горива. Не се отпуска европейско финансиране за нови газови мощности и се наблюдава сериозен отлив на частните инвестиции в газови електроцентрали през последните години. Въз основа на настоящото положение съществуващите планове на „Топлофикация София“ за инвестиции в старите и строеж на нови когенерационни мощности, работещи с газ, са изцяло откъснати от реалността и са лишени от прагматизъм.

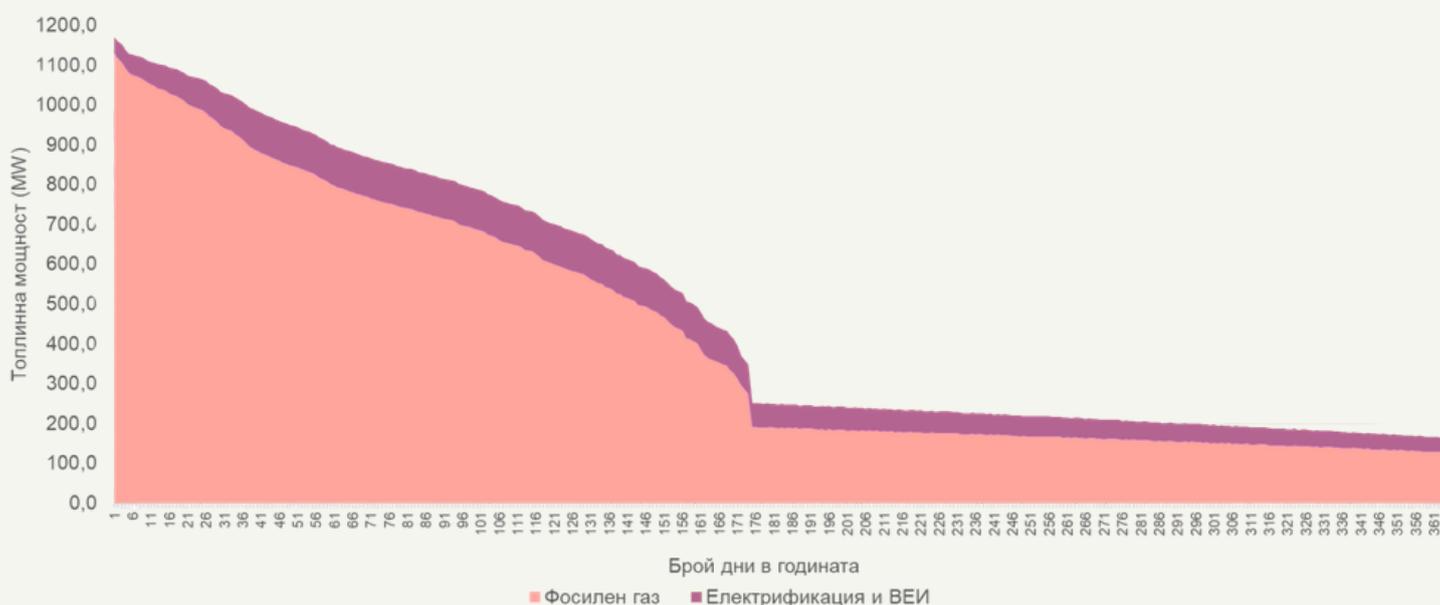
Централизирано отопление от 3-та генерация, работещо изцяло с фосилни горива, каквито са топлофикационните дружества у нас, не е конкурентна технология и може да бъде печелившо само на гърба на крайния потребител или данъкоплатеца. Разглеждането на топлинната енергия, като субпродукт от производството на електрическа енергия е било валидно, когато цената на топлинната енергия е била значително по-ниска от тази на електрическата. Средната цена на електрическата енергия за 2025 г. е била 106,90 €/MWh, докато цената за топлинна енергия от „Топлофикация София“, определена от КЕВР за периода 01.07.2025 – 30.06.2026 г. е 69,48 €/MWh. Всяка комерсиална термопомпа може да произведе между 3 и 5 единици топлинна енергия от единица електрическа и това прави тази технология между 2 и 3 пъти по-изгодна от услугите на „Топлофикация София“. Подобен тип децентрализирано производство решава и проблема със сигурността на доставките, който става все по-осезаем през последните години със силната деградация на преносната мрежа и честотата на аварията, които водят до спиране на топлоподаването за голям брой абонати.

Съществуващият модел концентрира цялото производство в няколко големи централи и ключови магистрални топлопроводи, а повреда в тези точки (single point of failure) води до масово преустановяване на услугата. Текущият план, изготвен от Black & Veatch през септември – октомври 2021 г., не е подходящ, защото той предвижда увеличение на потреблението на изкопаем газ и увеличение на обема на топлофикационната мрежа посредством

рингово снабдяване. Това ще увеличи допълнително загубите от топлоподаване и дори ръководството на дружеството е изразявало скептично мнение към тази част от плана. Допълнителната концентрация на мощности, увеличаването на разхода на газ и пълната зависимост от това гориво, без да се допусне създаване на каквито и да било алтернативи и гъвкавост, е сериозен дефицит в управлението на риска.

изпълнение на всички припознати в бизнес плана на „Топлофикация София“ ЕАД основни проекти и приоритети, които използват алтернативен източник на енергия, различен от фосилния газ.

На фигура 6 е демонстрирана необходимата топлинна мощност за задоволяване на потреблението в най-студените (вляво) до най-топлите (вдясно) дни и какъв може да е делът на енергията, отдадена от термопомпи



Фигура 6. Графика на Росандър, която изобразява пресметнатите брой дни от годината, в които „Топлофикация София“ ЕАД работи на съответната максимална топлинна мощност. В зелено е енергията, отдавана от термопомпи и соларни системи, която би изместила част от замърсяващото производство при реализация на предложените мерки.

Централно място в доклада заема и инсталацията за изгаряне на RDF отпадък, която към момента не е реалистично изпълнима. Поради тези обстоятелства е необходим нов централен план, който да има амбициозни цели и да е с изместен фокус към по-евтини, устойчиви и чисти технологии.

Въз основа на направените заключения се препоръчва приоритетното

и соларни системи, в случай че всички горепосочени проекти бъдат реализирани и допълнително се поставят по 2 броя термопомпи с мощност 6 MW в големите топлорайони. Изчислените стойности показват, че енергията от чисти източници в този случай може да достигне до 11 – 12% от общото количество през отоплителния сезон, до 23 – 25% извън отоплителния сезон и в порядъка на 14 – 15% от целогодишното количество.

Позиционирането на тези мощности може да е в рамките на ВОЦ при малките отоплителни райони, тъй като ще заменят голяма част от инсталираната мощност в тях, но в големите райони се препоръчва поставянето им в участъци, отдалечени от основните централи, за да се намалят загубите, термичното и хидравличното налягане на мрежата, което ще има допълнителен позитивен ефект. Инвестициите в модернизация не бива да се изчерпват само с тези мерки, но те са припознати от дружеството като необходими и с добра икономическа обосновка. Затова те са подходящи първи стъпки, които могат да променят посоката на развитие и да привлекат допълнителни инвестиции, когато се докажат като успешни.

За справяне с оперативните, управленските дефицити и неизпълнението на заложените от дружеството мерки за модернизация е необходима промяна към матрична

структура на управление. Проектите за модернизация да се менажират в тяхната цялост, с ясни отговорности и достатъчен кадрови ресурс.

Мащабниth промени не биха били възможни без външна намеса. Затова е необходима държавна помощ например от БЕХ под формата на целеви заем с гарантиран резултат, с който да се изпълнят най-перспективните проекти от плана, а БЕХ може да следи изпълнението и да защитава своя интерес пряко, като мажоритарен или миноритарен собственик, ако част от задълженията бъдат конвертирани от собствен капитал на „Топлофикация София“. Това допълнително ще намали задълженията им към основния кредитор и ще облекчи разходите по обслужване на задълженията, като ще позволи на БЕХ да има оперативен и управленски надзор, който да гарантира, че мерките от оздравителния план се изпълняват.

Приложение 1

| Ключови показатели | Мерна единица | 31.12.2024 г. | 31.12.2023 г. | 31.12.2022 г. | 31.12.2021 г. | 31.12.2020 г. |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Приходи от оперативна дейност | хил. лв. | 634 762 | 857 194 | 1 022 254 | 766 770 | 169 958 |
| Разходи за дейността (без амортизации, обезценка и финансови приходи/разходи) | хил. лв. | (16 817) | (13 967) | (13 598) | (9 221) | (11 296) |
| ЕБИТДА | хил. лв. | 617 945 | 843 227 | 1 008 656 | 757 549 | 158 662 |
| ЕБИТ | хил. лв. | 554 546 | 962 369 | (128 124) | 230 036 | (59 536) |
| Финансови приходи | хил. лв. | | | | | |
| Финансови разходи | хил. лв. | | | | | |
| ЕВТ (печалба преди данъци) | хил. лв. | 673 878 | 1 105 772 | 533 540 | 271 877 | (15 230) |

Приложение 1

| Ключови показатели | Мерна единица | 31.12.2024 г. | 31.12.2023 г. | 31.12.2022 г. | 31.12.2021 г. | 31.12.2020 г. |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Нетен финансов резултат | хил. лв. | 669 451 | 1 080 629 | 582 061 | 320 828 | 3 007 |
| ЕБИТДА марж | % | 97,35 | 98,37 | 98,67 | 98,80 | 93 |
| ЕБИТ марж | % | | | | | |
| Възвръщаемост на собствения капитал | % | 14,82 | 26,19 | 12,98 | 7,84 | 0,08 |
| Възвръщаемост на активите | % | 9,28 | 15,88 | 7,86 | 4,74 | 0,05 |

Приложение 1

| Ключови показатели | Мерна единица | 31.12.2024 г. | 31.12.2023 г. | 31.12.2022 г. | 31.12.2021 г. | 31.12.2020 г. |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Финансово състояние | | | | | | |
| Общо активи | хил. лв. | 7 214 163 | 6 805 834 | 7 403 641 | 6 768 391 | 6 175 225 |
| Оборотен капитал | хил. лв. | -323,861 | 548 138 | 2 497 270 | 1 050 136 | 624 413 |
| Собствен капитал | хил. лв. | 4 516 034 | 4 125 576 | 4 484 089 | 4 092 604 | 3 771 798 |
| Парична наличност | хил. лв. | 313 041 | 220 012 | 2 289 617 | 730 011 | 173 465 |
| Финансово състояние | | | | | | |
| Общо активи | хил. лв. | 7 214 163 | 6 805 834 | 7 403 641 | 6 768 391 | 6 175 225 |

Приложение 2

| Ключови показатели | Мерна единица | 31.12.2024 г. | 31.12.2023 г. | 31.12.2022 г. | 31.12.2021 г. | 31.12.2020 г. |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------------------------|---------------|---------------------------|
| Общо приходи | хил. лв. | 8 841 436 | 11 522 622 | *21 159 27721 975 822 | 11 188 850 | 5 594 6955 595 855 |
| Общо разходи | хил. лв. | (8 385 108) | (10 193 912) | *(17 782 998) (18,599,543) | (9 586 153) | (5 319 215)(5 326 924) |
| ЕБИТДА | хил. лв. | 1 388 833 | 2 228 613 | 4 205 888 | 2 323 202 | 903 753890 040 |
| ЕБИТ | хил. лв. | 456 328 | 1 328 710 | 3 376 279 | 1 602 697 | 275 480268 931 |
| Финансови приходи | хил. лв. | | | | | |
| Финансови разходи | хил. лв. | | | | | |
| ЕВТ (печалба преди данъци) | хил. лв. | 356 293 | 1 255 561 | 3 380 940 | 1 563 649 | 195 270188 705 |

Приложение 2

| Ключови показатели | Мерна единица | 31.12.2024 г. | 31.12.2023 г. | 31.12.2022 г. | 31.12.2021 г. | 31.12.2020 г. |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Нетен финансов резултат | хил. лв. | | | | | |
| ЕБИТДА марж | % | 15,71 | 19,34 | *19,8819,14 | 20,76 | 16,1516,04 |
| ЕБИТ марж | % | | | | | |
| Възвръщаемост на собствения капитал | % | | | | | |
| Възвръщаемост на активите | % | | | | | |

Приложение 2

| Ключови показатели | Мерна единица | 31.12.2024 г. | 31.12.2023 г. | 31.12.2022 г. | 31.12.2021 г. | 31.12.2020 г. |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------|---------------|-------------------------|
| Финансово състояние | | | | | | |
| Общо активи | хил. лв. | 30 091 566 | 27 709 085 | *28 896 70328 889 757 | 24 491 487 | 20 415 51020 422 671 |
| Имоти, машини, съоръжения | хил. лв. | 21 083 539 | 19 084 434 | 19 456 657 | 18 057 654 | 16 262 20116 310 862 |
| Оборотен капитал | хил. лв. | 3 291 871 | 5 608 761 | 6 126 522 | 3 430 829 | 605 875557 758 |
| Собствен капитал | хил. лв. | 19 946 205 | 18 336 668 | *19 045 03719 038 091 | 14 694 994 | 11 718 92111 728 097 |
| Парична наличност | хил. лв. | 3 699 884 | 3 878 394 | 4 609 672 | 2 932 730 | 1 446 179 |
| * От доклада за 2023 – преизчислен | | | | | | |

Table 11: A Framework for Mapping SOE-Related Fiscal Risks

| STATE LIABILITIES | DIRECT | CONTINGENT |
|--|--|---|
| <p>1. Explicit Obligations (direct government liability under law or contract)</p> | Subsidies | State guarantees to SOEs' debt in case of debt service default. |
| | Capital transfers | Unpaid net debt of SOEs to the government (not covered by guarantees). |
| | | <p>Legal obligations to support the Bulgarian Development Bank if it suffers a capital gap.</p> <p>European Green Deal obligations. Possible restructuring of state-owned holdings.</p> |
| <p>2. Implicit Obligations (moral obligation to meet public expectation or political pressure)</p> | <p>Increased SOE borrowing to finance capital investment required to maintain access and quality of public services and meet growing demand, as well as EU requirements.</p> | <p>Unexpected rise of SOE liabilities associated with adverse shocks such as the COVID-19 pandemic.</p> <p>Financial support for SOEs in response to energy price volatility.</p> |
| | <p>Increased fiscal equity investment in SOEs to finance further investments in large infrastructure projects.</p> | <p>Liabilities deriving from SOE restructuring as per European Green Deal obligations.</p> |

Приложение 4

| Споразумение | Дълг в лв. | Срок | Лихвен % | Гратисен период | Оспорен дълг в лв. | Съдебно признат | Отхвърлен от съда | Състояние на 30.9.2025 г. | Забележка |
|---------------|----------------|---------------|----------|-----------------|--------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|--|
| 11.12.2015 г. | 500 465 000 | 20 | 325 | 5 | 52 311 000 | 3 339 000 | 48 972 000 | 391 176 000 | Включително дължими суми по главницата с настъпил падеж, просрочени лихви и лихви за просрочие |
| 01.04.2019 г. | 99 193 000 | 31.08.2025 г. | 466 | 31.08.2019 г. | | | | 21 003 000 | Дължими суми по главницата с настъпил падеж, просрочени лихви и лихви за просрочие |
| 15.09.2022 г. | 333 596 905,98 | 31.03.2029 г. | 3,525 | 31.03.2023 г. | | | | 377 744 000 | Обединява дълг по три договора за цесии от 2020 и 2021 г. Особен залог от ТС. |
| 19.07.2023 г. | | | | | | | | | |

Приложение 5

Добрият пример



Фигура 2. Mijwater в Хеерлен, Холандия, е топлофикационна мрежа, започнала през 2005 г. като първата „минна геотермална централа“ в света с 4-та генерация мрежа. Достъпът до голяма система за съхранение на енергия ѝ дава определени предимства и през 2012 г. мрежата е надградена и започва да функционира, покривайки изискванията на 5-а генерация. През 2020 г. е доставяла енергия за над 400 жилищни сгради и 250 000 кв.м бизнес площи. Сградите не са просто консуматори, а и доставчици на топлинна енергия и охлаждане.

Геотермална енергия от дълбочинен сондаж

Във Франция функционират около 50 такива топлофикационни централи, които снабдяват над 250 000 домакинства. Дълбочината на сондажите варира между 1500 и 2000 метра. Технологиата е стара и добре позната от 1969 г. насам. Около с. Казичене, Столична община, е отчетена термична аномалия от 12,2°C на всеки 100 м дълбочина, което е много в сравнение със средна стойност за планетата от ~3°C/100 м.

LCOH (Levelized cost of heating) – претеглената цена на отоплителна енергия от геотермални централи в Европа варира в широки рамки, като във Франция е най-ниска – около 22 €/MWh, най-висока е в Швейцария – около 55 €/MWh, а средната цена за Европа (като се изключи Исландия) е около 34 €/MWh. За сравнение, себестойността на топлинната енергия, произвеждана от „Топлофикация София“ за 2025 г., варира в рамките на 60 – 80 €/MWh, в зависимост от цената на газа и квотите за парникови емисии. Дори и при песимистичните сценарии може да очакваме подобряване на финансовите резултати и намаляване на определената от регулатора цена.

Геотермалната енергия има огромно предимство пред всички останали източници на енергия:

1. Тя е напълно чиста и безопасна, а въглеродният ѝ отпечатък е изключително нисък. Повечето геотермални централи използват затворен циркуляционен цикъл и така минералите и солите в дълбочинните сондажи не напускат системата.

2. За разлика от останалите ВЕИ източници, тя е постоянна и не зависи от климатичните условия, часовете на деня и годишните сезони. Централите на биогаз и биомаса използват субпродукт за своята енергия – това означава, че са зависими от наличността на първичния продукт.



Фигура 3. Геотермалната отоплителна централа Dammarie-les-Lys. Покрива 90% от нуждите за отопление и топла вода на 4000 домакинства или около 30 GWh годишно.



Фигура 4. Southampton District Energy Scheme⁴⁸ снабдява над 2500 (постоянно увеличаващи се) абоната с централизирано отопление и охлаждане на конкурентни и пазарни цени. Разполага с 6,7 MWe когенерационна геотермална инсталирана мощност, както и с 13,1 MW абсорбционни чилъра за охлаждане. Дълбочината на сондажите е 1800 м, а температурата на горещия флуид от сондажа достига 76°C.

⁴⁷ Solutions, ENGIE. The Geodalys District Heating Network, the energy transition of Dammarie-les-Lys. https://www.youtube.com/watch?v=2usmZ7_4Pdc.

⁴⁸ IEA. Overview: Southampton District Energy Scheme. https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/DHC_CHP_Case_Studies/KN1640_Southampton_v2.pdf.

Слънчева енергия

Предимствата на тази технология са предвидимостта на себестойността, дългият живот на съоръженията (някои производители дават живот на системите си над 50 години) и независимостта на потребителите от вносни горива. Цената на енергията, получена от системи със слънчеви колектори, ще е в основната си част първоначалната инвестиция за изработка и монтаж. Ако в процеса бъдат ангажирани местни производители, доставчици и монтажници, това ще има много по-добри икономически последици и ще бъде по-благоприятно за местната икономика, отколкото закупуването на вносни горива за същото енергопроизводство.

Данните в литературата⁴⁹ показват себестойност на топлинната енергия от индустриални инсталации за добив на слънчева енергия около 51 €/MWh, което е по-ниска цена от текущата за топлинна енергия от „Топлофикация София“ ЕАД.



Фигура 5. Централата Salaspils Siltums в Латвия заменя своята когенерационна газова централа с централа от слънчева енергия. Изградени са 15 MW слънчева инсталация, 8000 m³ енергиен буфер (TES) и 3 MW котел на дървесина. Цената на топлинната им енергия, определена от латвийския регулатор, впоследствие е намалена за потребителите, тъй като новите мощности работят при по-добри условия.

⁴⁹ Solar District Heating: Measures to Reduce Costs, International Energy Agency, <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task68-Report-RC3.pdf>.

⁵⁰ SIA Salaspils Siltums. Salaspils Siltums. <https://salaspilssiltums.lv/en/>.