



ПРОТОКОЛ

№ 161

София, 16.07.2020 година

Днес, 16.07.2020 г. от 11:07 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-604 от 13.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец август на 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдителите и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Михаела Андреева, Красимира Лазарова,
Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

2. Доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова,
Снежана Станкова, Сирма Денчева

3. Доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. и проект на решение относно заявление

с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Михаела Андреева, Сирма Денчева,
Ренета Николова, Димитър Дуевски

4. Доклад с вх. № Е-Дк-606 от 13.07.2020 г. относно заявление към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 12.03.2020 г. от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,
Радослав Наков и Цветанка Камбурова

По т.1. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-604 от 13.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец август на 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на цена за месец август 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включително компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото по чл. 11а, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и компонента за дейността „обществена доставка“ по чл. 17, ал. 7 от същата наредба.

Посоченото по-горе заявление и неговите приложения са обозначени с гриф „търговска тайна“. В тази връзка, заявителят е предоставил и неупотребителен вариант на същите, заведен в деловодната система на КЕВР с вх. № Е-15-20-38 от 10.07.2020 г.

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-113 от 13.07.2020 г. на председателя на КЕВР.

След разглеждане на данните и документите по заявление с вх. № Е-15-20-38 от 10.07.2020 г. (неупотребителен вариант с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г.) се установи следното:

Съгласно чл. 30, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ не са налице фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

С Решение № Ц-26 от 01.07.2020 г. КЕВР е утвърдила за месец юли 2020 г. цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 19,10 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Според сключеното между „Булгаргаз“ ЕАД и ООО „Газпром экспорт“ Допълнение № 13 от 2 март 2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. за доставка на природен газ (Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г.) цената на природния газ се изчислява всеки месец и се образува по (...) ценообразуваща формула, включваща (...) и (...) компонента.

Предвид горното, „Булгаргаз“ ЕАД е предложило за месец август 2020 г. да бъде

утвърдена цена, по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия в размер на 19,52 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), което е увеличение в сравнение с действащата цена с 0,42 лв./MWh или с 2,20%.

Предложената от заявителя цена за продажба на природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва компонента по чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ за дейността „обществена доставка“ в размер на (...) лв./MWh, което е (...) % от компонентата цена на входа на газопреносните мрежи и компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ в размер на (...) лв./MWh.

Общественият доставчик е представил доказателства за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението си за утвърждаване на цена преди подаване в Комисията на заявлението за утвърждаване на цена, а именно: разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници и от интернет страницата на дружеството.

Към заявлението „Булгаргаз“ ЕАД е представило и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за месец август 2020 г.

I. Анализ на данните и документите относно образуване на цената за месец август 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия:

Цената на природния газ на входа на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е изчислена от обществения доставчик при отчитане на следните фактори:

1. Заявени прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар.

Във връзка с образуването на цената на вход на газопреносните мрежи съгласно чл. 17, ал. 3, изр. второ от НРЦПГ „Булгаргаз“ ЕАД е представило към заявлението справка за общото количество природен газ за м. август 2020 г. и относителния дял на количествата за обществена доставка на природен газ, програмата за освобождаване на природен газ, както и двустранните договори. Общото количество природен газ за месец август 2020 г. е в размер на (...) MWh, което е с (...) % по-малко спрямо месец юли 2020 г. То е разпределено, както следва: за дейността „обществена доставка“ на природен газ – (...) MWh или (...) %; за продажба на организирания борсов пазар на природен газ – (...) MWh или (...) %; по двустранни договори – (...) MWh или (...) % от общото количество природен газ.

„Булгаргаз“ ЕАД е формирало прогнозните количества природен газ за обществена доставка през месец август 2020 г. въз основа на заявените прогнозни количества в енергийни единици от крайните снабдители на природен газ и лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, съгласно приложен към заявлението списък.

2. Условия по договора за доставка на природен газ

Според Допълнение № (...) от 30.12.2019 г., към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г., считано от 01.01.2020 г., пунктът за предаване-приемане на природния газ е газоизмервателна станция (ГИС) „Странджа 2“, намираща се на територията на Р България, близо до границата Турция/България, като количествата природен газ са в енергийни единици.

Съгласно Допълнение № 13 от 02.03.2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. цените на природния газ се образуват по (...) ценообразуваща формула, включваща (...) % (...) и (...) % (...) компонента. Цената на доставените количества природен газ се изчислява в \$/MWh за всеки месец по регламентираната в това допълнение формула, както следва: (...) компонента се изчислява на тримесечни периоди, като базовата цена P_0 е равна на (...) \$/MWh; (...) компонента се изчислява ежемесечно чрез индекса (...) (месец

напред), публикуван в електронното издание (...), през последния работен ден от месеца, предшестващ месеца на доставка, в EUR/MWh. За целите на конвертиране от евро в щатски долари за MWh се използва средномесечния курс на (...) за съответния месец на доставка с точност до четвъртия знак след запетаята.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на (...) компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са изчислени за месец август 2020 г. като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестващ определянето на (...) компонента за III тримесечие на 2020 г., в т.ч. за м. август 2020 г. В сравнение със същите, формирали доставните цени за II тримесечие на 2020 г., изменението е следното: мазут със съдържание на сяра 1% намалява със (...) %; газьол със съдържание на сяра 0,1% намалява с (...)%. Въз основа на намалените нива на цените на алтернативните на природния газ горива, изчислената от „Булгаргаз“ ЕАД (...) компонента за м. август 2020 г. е в размер на (...) \$/MWh или намаление с (...) % спрямо същата за месец юни 2020 г.

„Булгаргаз“ ЕАД е изчислило (...) компонента при отчитане на динамиката на ежедневните цени на (...) към 09.06.2020 г., като очакваният ценообразуващ индекс (...) за месец август е в размер на (...) EUR/MWh, а използваният средномесечен курс на (...) в размер на (...) и приложен за изчисляването на цената за месец август 2020 г. При посочените изходни данни дружеството е изчислило (...) компонента за м. август 2020 г. в размер на (...) \$/MWh или увеличение с (...) % спрямо месец юли 2020 г.

Отчитайки данните за (...) и (...) компонента, която е с по-голям относителен дял в ценообразуващата формула, очакваната доставна цена на природния газ за месец август 2020 г. е в размер на (...) \$/MWh или увеличение с (...) % спрямо месец юли 2020 г. При утвърждаване на цената от 01.08.2020 г. следва да бъдат съобразени стойността на индекса (...) в последния работен ден на м. юли 2020 г. и данните за средномесечния курс за м. юли на (...), прилаган при конвертиране на индекса (...) от евро в долари за MWh.

3. Осреднен валутен курс на Българската народна банка на лева спрямо чуждестранната валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ

Валутният курс на лева към щатския долар, осреднен за период от четиридесет и пет дни, предхождащи месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цена (17.05.2020 г. – 30.06.2020 г.), е в размер на 1,75267 лв. за 1 щатски долар и е изчислен от дружеството съгласно чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ. Същият, съпоставен с валутния курс на лева към щатския долар за предходния ценови период, намалява с 2,44%.

Съгласно чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2,5 на сто в годишен аспект от средната покупна цена на природния газ. Съгласно чл. 17, ал. 8 от НРЦПГ, компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността обществена доставка, определени по реда на чл. 10 и чл. 13 от НРЦПГ. При наличие на общи разходи за обществена доставка на природен газ, за изпълнение на програмата за освобождаване на природен газ и за доставка на природен газ по двустранни договори тези разходи се разпределят пропорционално на количествата природен газ към съответната дейност.

При изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ са взети предвид утвърдените с Решение № Ц-1 от 01.01.2020 г. на КЕВР годишни условно-постоянни разходи (УПР) за дейността „обществена доставка“ за 2020 г. в размер на 3906 хил. лв., като за месец август 2020 г. възлизат на (...) хил. лв.

Съгласно чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ, при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ в прогнозните годишни променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена от Комисията. От приложената обосновка е видно, че „Булгаргаз“ ЕАД не разполага със съгласуван график

за добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“ за 2020 г. В тази връзка при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ „Булгаргаз“ ЕАД не е предвидило променливи разходи за месец август 2020 г.

Възвръщаемостта за дейността „обществена доставка“ се преизчислява за всеки период на изменение на компонентата цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи, в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и на паричните разходи на обществения доставчик. Оборотният капитал за месец август 2020 г. е в размер на (...) хил. лв. и е изчислен като $\frac{1}{8}$ от месечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, намалени със стойността на амортизацията. Регулаторната база на активите за месец август 2020 г. е в размер на (...) хил. лв., а възвръщаемостта на активите за периода е в размер на (...) хил. лв.

Предложеният размер на компонентата за дейността „обществена доставка“ е (...) лв./MWh, представлява (...) % от компонентата цена на вход на газопреносните мрежи и е изчислена от обществения доставчик при съобразяване с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, като в годишен аспект остава в размер под 2,5%, предвид утвърдените до момента стойности на компонентата.

II. По отношение на компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Съгласно чл. 11а, ал. 1 от НРЦПГ, когато задължение към обществото е наложено на повече от едно енергийно предприятие, произтичащите от това задължение разходи се компенсират на съответните енергийни предприятия пропорционално на частта от наложеното им задължение към обществото чрез цените, които се заплащат от техните клиенти. В този случай, признатите от Комисията разходи се определят като отделна компонента в утвърдената цена на съответното енергийно предприятие и се възстановяват от неговите клиенти и/или от крайните снабдители на природен газ, с които има сключен договор за доставка, въз основа на тяхното измерено потребление – чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ. Съгласно чл. 11а, ал. 3 от НРЦПГ, за енергийно предприятие, което има издадена лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“, прогнозните количества природен газ се формират въз основа на заявените количества от крайните снабдители на природен газ и от лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, количества природен газ за продажба по чл. 176а, ал. 1 от ЗЕ и количества по двустранните му договори. Член 11а, ал. 4 от НРЦПГ предвижда коригиране на компонентата за всеки следващ ценови период въз основа на разликата между прогнозните и реално отчетените разходи от наложеното задължение към обществото през предходни ценови периоди.

С подаденото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за месец август 2020 г. да бъде включена компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на (...) лв./MWh. Искането е свързано с изпълнение на наложени на дружеството задължения, произтичащи от действащия План за действие при извънредни ситуации, одобрен от министъра на енергетиката (План). Съгласно Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, операторът на съоръжението за съхранение обявява, в срок не по-късно от 30 дни преди началото на нагнетателния период, на интернет страницата си свободния капацитет за съхранение през предстоящата газова година. Съгласно т. 3.5 от Плана, предприятията, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление (в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдители на природен газ) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. Общественият доставчик попада в кръга на предприятията за природен газ по т. 3.5.1, които имат задължения, произтичащи от Плана и носят отговорност за сигурността на доставките (аргумент от т. 1.6.4 и т. 3.1 от Плана). Съгласно Плана, неравномерно е потреблението на

клиенти, при които месечният коефициент на натоварване е по-малък от 60%.

Съгласно т. 3.5.8 от Плана, разходите на предприятията за поддържане на запаса от природен газ по т. 3.5.1 се възстановяват чрез цените на лицензионните услуги по реда на чл. 35 от ЗЕ. За обществения доставчик количеството природен газ, изчислено за 2020 г. съгласно т. 3.5.1 на Плана, е в размер на (...) MWh, представляващ обем от 20% от годишните заявки за доставка от топлофикационни дружества и крайни снабдители на природен газ. Съгласно т. 3.9 от Плана, „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща съхранението на тези количества природен газ по регулирани цени. Прогнозните разходи на дружеството за 2020 г. за съхранение на количествата по Плана са изчислени при действащата към настоящия момент, утвърдена от КЕВР цена (2,49 лв./хм³/месец) за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“, преизчислена в лева за MWh.

Съгласно чл. 11а, ал. 4 от НРЦПГ, когато през годината енергийното предприятие има повече от един ценови период, компонентата по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ се коригира за всеки следващ ценови период въз основа на разликата между прогнозните и реално отчетените разходи от наложеното задължение към обществото през предходни ценови периоди.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило: график за съхранение на природен газ през 2020 г. по Плана, съдържащ прогнозни и отразени окончателни отчетни данни за реализирани и нагнетени количества газ в ПГХ „Чирен“ и заплатени суми за тяхното съхранение; акт за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ с отразена стойност на услугата по съхранение за месец юни 2020 г. Общественият доставчик е приложил следните доказателства за извършените от него разходи: акт за м. юни 2020 г. за съхранение и добив на количества природен газ и стойност на услугата по съхранение; фактура от „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0000504002 от 02.07.2020 г., ведно с платежно нареждане за плащане на суми по тази фактура.

В резултат на отразените отчетни данни, получената компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото за месец август 2020 г. е в размер на (...) лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ на данните от подаденото заявление и предоставените документи и обосновки е установено следното:

Разходите за закупуване на природен газ по договора с ООО „Газпром экспорт“ с цел продажба на вътрешния пазар на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, за програмата за освобождаване на природен газ, както и по двустранните договори възлизат на (...) лв.

Цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на (...) лв./MWh и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за месец август 2020 г.:

(...)

В съответствие с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, към компонентата цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи, се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“, изчислена пропорционално на количествата природен газ, предназначени за дейността „обществена доставка“, която за месец август 2020 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...)

В съответствие с чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ, към горепосоченото се прибавя и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, която за месец август 2020 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...)

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за месец август 2020 г., по която общественият доставчик следва да продава

природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 19,52 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), което е увеличение в сравнение с действащата цена с 0,42 лв./MWh или с 2,20%.

Поради изпълнение на планово техническо обслужване и профилактични дейности на приеман терминал Къйкьой на вход в Турция в периода 23.06.2020 г. – 28.06.2020 г. доставките на природен газ през точка Странджа 2/Малкочлар са преустановени. Прекъсването е извършено съгласно годишните ремонтни програми на съседните газопреносни оператори. Предвид изложеното, коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайните снабдители за м. август е изчислен в размер на 10,567 kWh/m³, като е взета предвид средната калоричност на природния газ за точка на предаване ГИС „Странджа 2“ за: месеците април и май, както и за периодите 01.06. – 23.06.2020 г. и 29.06. – 30.06.2020 г. За периода 23.06.2020 г. – 28.06.2020 г. е взета предвид средната калоричност на природния газ за точка Кардам/Негру Вода 1, на която се е осъществявала доставката на природен газ от ООО „Газпром экспорт“.

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

№	Енергийни предприятия	Пределни цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи				
		Стопански клиенти с равномерно потребление		Стопански клиенти с неравномерно потребление		Битови клиенти
		лв./MWh	лв./MWh	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*	лв./MWh	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*
1	Овергаз Мрежи АД – Столична община, СОР Банка и община Божурище, територии "Изток", "Запад", "Север" и "Юг" ****				45,36	3,13
	до 53 MWh/год., вкл.		45,36	3,13		
	до 528 MWh/год., вкл.	37,63	45,99			
	до 1057 MWh/год., вкл.	36,57	45,12			
	до 2113 MWh/год., вкл.	35,51	44,26			
	до 4226 MWh/год., вкл.	34,44	43,38			
	до 6339 MWh/год., вкл.	33,81	42,87			
	до 8452 MWh/год., вкл.	33,37	42,51			
	до 10 565 MWh/год., вкл.	33,02	42,22			
	до 21 130 MWh/год., вкл.	31,94	41,33			
	до 31 695 MWh/год., вкл.	31,29	40,79			
	до 42 260 MWh/год., вкл.	30,82	40,40			
	до 52 825 MWh/год., вкл.	30,46	40,11			
	до 73 955 MWh/год., вкл.	29,88	39,62			
	до 105 650 MWh/год., вкл.	29,25	39,10			
	над 105 650 MWh/год.	28,50	38,46			
	метанстанции до 4226 MWh/год., вкл.		31,86			
	метанстанции до 10 565 MWh/год., вкл.		31,23			
	метанстанции над 10 565 MWh/год.		30,05			
2	обекти на "Топлофикация София": ВОЦ "Суша река", ВОЦ "Левски Г" и ВОЦ "Хаджи Димитър"		20,77			
	"Аресгаз" ЕАД – обособена територия Добруджа и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг****				44,95	
	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****	38,56	43,09			
	от 10 001 до 20 000 m ³ /год., вкл.*****	37,75	41,86			
	от 20 001 до 50 000 m ³ /год., вкл.*****	36,39	40,63			
	от 50 001 до 100 000 m ³ /год., вкл.*****	35,00	40,13			
	от 100 001 до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	34,50	39,40			
	от 200 001 до 500 000 m ³ /год., вкл.*****	33,26	38,86			
	от 500 001 до 1 000 000 m ³ /год., вкл.*****	32,84	38,21			
	над 1 000 000 m ³ /год., вкл.*****	29,23	36,39			
3	"Аресгаз" ЕАД – обособена територия Мизия и община Бяла Слатина****				47,67	
	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****	38,55	46,25			
	от 10 001 до 20 000 m ³ /год., вкл.*****	37,55	44,72			
	от 20 001 до 50 000 m ³ /год., вкл.*****	36,73	43,87			
	от 50 001 до 100 000 m ³ /год., вкл.*****	36,23	41,66			
	от 100 001 до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	35,15	39,48			
	от 200 001 до 500 000 m ³ /год., вкл.*****	34,22	38,28			
	от 500 001 до 1 000 000 m ³ /год., вкл.*****	33,10	37,24			
	от 1 000 001 до 5 000 000 m ³ /год., вкл. за стопански клиенти с равномерно потребление/над 1 000 000 m ³ /год. за стопански клиенти с неравномерно потребление*****	30,05	33,64			
	над 5 000 000 m ³ /год., вкл.*****	27,53				
4	"Газтрейд Сливен" ЕООД – община Сливен				43,87	
	до 211 MWh/год.	35,43				
	от 211 до 527,5 MWh/год.	34,55				
	от 527,5 до 1055 MWh/год.	33,18				
	от 1055 до 2110 MWh/год.	32,28				
	от 2110 до 5275 MWh/год.	30,80				

	от 5275 до 10 550 MWh/год.	28,04				
	над 10 550 MWh/год.	26,13				
	до 52,75 MWh/год.		41,83			
	от 52,75 до 211 MWh/год.		40,15			
	от 211 до 527,5 MWh/год.		39,31			
	от 527,5 до 1055 MWh/год.		37,74			
	от 1055 до 2110 MWh/год.		35,33			
	от 2110 до 5275 MWh/год.		34,50			
	от 5275 до 10 550 MWh/год.		34,36			
	Енергийни предприятия	Промислени клиенти	Обществено-административни и търговски клиенти		Битови клиенти	
		лв./MWh**	лв./MWh**	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*	лв./MWh**	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*
5	"Каварна газ" ООД – общини Каварна и Шабла				49,18	
	до 500 MWh/год., вкл.	35,18				
	над 500 MWh/год.	32,22				
	до 50 MWh/год., вкл.		44,89			
	над 50 MWh/год. до 500 MWh/год., вкл.		39,57			
6	над 500 MWh/год.		36,04			
	"Кнежа-газ" ООД – община Кнежа*****				46,03	
	до 1055 MWh	34,20				
	до 4220 MWh	31,24				
	до 211 MWh		34,33			
7	до 1055 MWh		33,22			
	"Неврокоп-газ" АД – община Гоце Делчев ***				91,61	
	до 2500 MWh вкл.	74,15				
	над 2500 MWh	67,20				
	до 250 MWh вкл.		85,92			
8	над 250 MWh		82,28			
	"Свиленград-Газ" АД – община Свиленград ***				86,32	
	до 100 000 m³/год., вкл.*****	72,37				
	до 200 000 m³/год., вкл.*****	70,43				
	над 200 000 m³/год., вкл.*****	67,72				
9	до 10 000 m³/год., вкл.*****		78,93			
	до 20 000 m³/год., вкл.*****		77,26			
	над 20 000 m³/год., вкл.*****		74,89			
	"ТЕЦЕКО" ЕООД – общини Свищов и Белевце ***		59,76		57,56	
	до 100 000 m³/год., вкл.*****	52,24				
10	до 500 000 m³/год., вкл.*****	50,47				
	до 1 000 000 m³/год., вкл.*****	47,23				
	над 1 000 000 m³/год.*****	41,34				
	"КарловоГаз" ООД – община Карлово***				66,41	
	до 20 000 m³/год.*****	62,98				
11	до 50 000 m³/год.*****	57,23				
	до 100 000 m³/год.*****	54,33				
	до 250 000 m³/год.*****	49,84				
	до 500 000 m³/год.*****	47,32				
	до 1 000 000 m³/год.*****	46,78				
12	над 1 000 000 m³/год.*****	44,18				
	"Аресгаз" ЕАД – община Сопот	29,32	40,31			13,93
	"Аресгаз" ЕАД – община Хисаря	30,69	39,55			13,62
	"Комекес" АД – община Самоков				43,86	
	до 1054,599 MWh	34,87				
13	от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	29,41				
	над 10 546,000 MWh	27,24				
	до 52,729 MWh		44,08			
	от 52,730 MWh до 210,920 MWh		43,93			
	от 210,921 MWh до 1054,599 MWh		42,57			
14	от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh		40,69			
	над 2109,200 MWh		39,19			
	"Балкангаз-2000" АД – община Ботевград	33,34	36,80		39,28	
	"Севлиевогаз-2000" АД – община Севлиево		34,52		37,27	
	до 50 000 MWh	30,72				
15	над 50 000 MWh	21,70				
	"Примагаз" АД – кметства "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	31,33	43,58		51,42	
	"Газинженеринг" ООД – община Долни Дъбник				46,07	
	до 105,5 MWh	32,31				
	до 1055 MWh	30,81				
16	до 10 550 MWh	30,32				
	до 105,5 MWh		36,11			
	до 1055 MWh		34,70			
	"Камено-газ" ЕООД – община Камено	33,81	41,86		43,17	
	"Добруджа газ" АД – община Генерал Тошево*****	29,93	37,26		46,88	
17	"Правецгаз 1" АД – община Правец*****	28,39	35,75		37,54	
	"Костинбродгаз" ООД – община Костинброд				40,04	
	до 20 хм³/год., вкл.*****	29,77				
	от 20 хм³ до 200 хм³/год., вкл.*****	28,22				
	от 200 хм³ до 1000 хм³/год., вкл.*****	27,00				
18	над 1000 хм³/год.*****	26,09				
	метанстанции	26,74				
	до 5 хм³/год. вкл.*****		38,91			
	от 5 до 20 хм³/год., вкл.*****		37,45			
	от 20 до 100 хм³/год., вкл.*****		33,78			
19	над 100 хм³/год.*****		30,37			
	"Ситигаз България" ЕАД – обособена територия Тракия, общини Кърджали, Велинград, Павел Бания, Гурково, Твърдица и Брацигово****		44,08		44,91	5,69
	до 1000 MWh/год.	42,01				
	от 1000 до 5000 MWh/год.	34,09				
	от 5000 до 10 000 MWh/год.	30,90				
20	от 10 000 до 50 000 MWh/год.	29,88				

	над 50 000 MWh/год.	29,24			
23	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Запад" *****	38,67	43,71		47,44
	"Газо-енергийно дружество-Елин Пелин" ЕООД – община Елин Пелин		36,07		36,41
24	до 500 000 m ³ /год., вкл.*****	31,75			
	над 500 000 m ³ /год., вкл.*****	30,21			
25	"Консорциум Варна Про Енерджи" ООД – община Балчик *****	28,65	38,72		43,86
	"Ситигаз България" ЕАД – общини Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово		41,36		44,02
26	до 10 000 m ³ /год.*****	40,31			
	от 10 000 до 100 000 m ³ /год.*****	36,34			
	от 100 000 до 500 000 m ³ /год.*****	30,84			
	от 500 000 до 1 000 000 m ³ /год.*****	28,53			
	"Ситигаз България" ЕАД – община Габрово		40,64		43,45
27	до 10 000 m ³ /год.*****	40,28			
	от 10 000 до 100 000 m ³ /год.*****	39,05			
	от 100 000 до 500 000 m ³ /год.*****	33,93			
	от 500 000 до 1 000 000 m ³ /год.*****	32,86			
	от 1 000 000 до 5 000 000 m ³ /год.*****	30,87			
	"Си Ен Джи Марица" ООД – община Чепеларе**				43,58
28	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****		38,30		
	до 50 000 m ³ /год., вкл.*****		42,50		
	до 100 000 m ³ /год., вкл.*****		34,33		
	над 100 000 m ³ /год.*****		27,56		
	до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	29,42			
	до 1 000 000 m ³ /год.*****	28,39			

Забележки:

1. В цените не са включени акциз и ДДС.
2. * колоната отразява цените за снабдяване с природен газ, които се заплащат в лева за клиент на месец (лева/клиент на месец).
3. ** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ.
4. *** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
5. **** към цените за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на общините: Банско, Разлог, Карнобат, Бяла, Тервел, Червен бряг, Кърджали, Велинград и Павел бая, следва да бъде добавяна ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
6. ***** При снабдяване със съгъстен природен газ в цените за продажба от краен снабдител се включва ценова компонента съгласно чл. 19а от НРЦПГ
7. ***** цените са утвърдени в лв./1000 m³ и са изчислени в енергийни единици при коефициент на преобразуване 10,567 kWh/m³.
8. При утвърждаване от КЕВР на нови или изменение на действащите цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ, се променят и пределните цени, по които съответният краен снабдител продава природен газ на клиенти.

Изказвания по т.1.:

Докладва Р. Тахир. „Булгаргаз” ЕАД е предложило за месец август 2020 г. да бъде утвърдена цена, по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия в размер на 19,52 лв./MWh, което е увеличение в сравнение с действащата цена с 0,42 лв./MWh или с 2,20%. Тази цена съдържа компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на (...)лв./MWh и компонента за покриване на задължение към обществото в размер на (...) лв./MWh. Във връзка с образуването на цената на вход на газопреносните мрежи „Булгаргаз” ЕАД е представило към заявлението справка за общото количество природен газ за м. август 2020 г. и относителния дял на количествата за обществена доставка по програмата за освобождаване на природен газ и двустранните договори. Общото количество за месец август 2020 г. е в размер на (...) MWh, което е с (...) % по-малко спрямо месец юли 2020 г. Посочен е размерът на (...) компонента: (...) \$/MWh или намаление с (...) % спрямо същата за месец юни 2020 г. (...) компонента е изчислена при динамика на ежедневните цени на хъб (...) към 09.06.2020 г., като очакваният ценообразуващ индекс (...) е в размер на (...) EUR/MWh, а използваният средномесечен курс на (...) е в размер на (...). При тези изходни данни (...) компонента е в размер на (...) \$/MWh или увеличение с (...) % спрямо месец юли 2020 г. Отчитайки данните за (...) и (...) компонента, която е с по-голям относителен дял в ценообразуващата формула, очакваната доставна цена е в размер на (...) \$/MWh или увеличение с (...) % спрямо доставната цена за месец юли. При утвърждаване на цената от 01.08.2020 г. следва да бъдат съобразени стойността на индекса (...) в последния работен ден на м. юли 2020 г. и данните за средномесечния курс за м. юли на (...), прилаган при конвертиране на индекса (...) от евро в долари за MWh. Валутният курс на лева към щатския долар е в размер на 1,75267 лв. за 1 щатски долар и е изчислен съгласно Наредбата. Съпоставен с валутния курс за месец юли, намалява с 2,44%. В доклада е посочено как е изчислена компонентата за дейността „обществена доставка“, оборотния капитал, регулаторната база на активите и възвръщаемостта на активите. Размерът на компонентата е (...) лв./MWh. Посочена е и стойността на компонентата за покриване на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. При изчисленията са отразени разходите за месец

юни 2020 г. В резултат на изчисленията, тази компонента е в размер на (...) лв./MWh и няма промяна спрямо месец юли. В резултат на анализ на всички ценообразуващи елементи, получената цена на входа е в размер на (...) лв./MWh. Към тази цена се добавя (...) лв./MWh и (...) лв./MWh. Крайната цена е в размер на 19,52 лв./MWh, което е увеличение в сравнение с действащата цена с 0,42 лв./MWh или с 2,20%. В периода 23.06.2020 г. – 28.06.2020 г. доставките на природен газ през точка Странджа 2/Малкочлар са преустановени поради годишните ремонтни програми на съседните газопреносни оператори и затова при изчисляването на коефициента за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайните снабдители за м. август е изчислен в размер на 10,567 kWh/m³, като е взета предвид средната калоричност на природния газ за точка на предаване ГИС „Странджа 2“ за: месеците април и май. За периода 23.06.2020 г. – 28.06.2020 г. е взета предвид средната калоричност на природния газ за точка Кардам/Негру Вода 1, на която се е осъществявала доставката на природен газ от ООО „Газпром экспорт“. Приложена е таблица с промените в цените на крайните снабдители. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 30, ал. 1, т. 7 и 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17, чл. 21 и чл. 34, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на КЕВР да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
 2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията. Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
 3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Булгаргаз“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството.
- От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.
- И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание на 22.07.2020 г. от 10:00 часа. Закритото заседание ще се проведе на 01.08.2020 г.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 30, ал. 1, т. 7 и 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17, чл. 21 и чл. 34, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-604 от 13.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец август на 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:00 ч.;
3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.
4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Булгаргаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;
5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

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

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

А. Йорданов излезе от зала 4.

По т.2. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г. относно **заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-35 от 18.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“, за периода 2019 – 2023 г.

Със Заповед № 3-Е-262 от 20.12.2019 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши преглед от формална страна на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) и проучване на бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна.

След проверка на заявлението и приложените към него документи по реда на чл. 4, ал. 1 от НЛДЕ са установени нередовности и непълноти. С писмо с изх. № Е-15-45-35 от 27.12.2019 г. от дружеството е изискано да представи: бизнес план за периода 2020 – 2024 г.; извлечение от протокол от заседанието на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес плана за развитие на дейността по съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение за периода 2020 – 2024 г.; извлечение от протокол от заседанието на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес плана за развитие на дейността по съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение за периода 2020 – 2024 г.; прогнозни годишни финансови отчети за периода 2020 – 2024 г.; декларация по чл. 3, ал. 3 от НЛДЕ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г., с което е предложило за одобряване бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г., приложен към заявлението.

Разпоредбата на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ регламентира задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър към Агенция по вписванията с ЕИК 175203478, със седалище и адрес на управление: Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66. Едноличен собственик на капитала на дружеството е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ АД). Към 20.03.2020 г. акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е 1 225 519 155 лв., разпределен в 1 225 519 155 бр. обикновени,

налични, поименни акции с номинал от 1 лв. всяка. Дружеството е с двустепенна система на управление: Управителен съвет и Надзорен съвет, като се представлява от изпълнителния директор Владимир Асенов Малинов.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на газопреносна система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ на територията на Р България (НГПМ), газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ (ГМТП) и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

В подкрепа на искането си, заявителят е представил: препис-извлечение от Протокол УС № 428 от 10.03.2020 г. от присъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което, по т. 7.1. е взето решение за приемане на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. за развитие на дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Бизнес планът е утвърден и от Надзорния съвет на дружеството, видно от представения препис-извлечение от Протокол НС № 10 от 16.03.2020 г. от проведено присъствено заседание на Надзорния съвет, по т. 2.1., с което е прието решение за утвърждаване на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. за развитие на дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Представена е изискуемата съгласно чл. 3, ал. 3 от НЛДЕ декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от изпълнителния директор на дружеството. Към заявлението е приложено копие от документ за платена такса за разглеждане на заявлението, съгласно Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката.

Бизнес план на „Булгартрансгаз“ ЕАД за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.

1. Производствена програма

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на единственото в Р България подземно газохранилище „Чирен“. За нуждите на потребителите в страната настоящия капацитет на газохранилището може да осигури съхранение от 5 819 000 MWh или 550 млн. м³ природен газ. Към 2020 г. капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания, е между 40 420 MWh/ден (3,82 млн. м³) и 30 890 MWh/ден (2,92 млн. м³/ден) за добив, съответно 38 290 MWh/ден (3,62 млн. м³/ден) и 23 980 MWh/ден (2,27 млн. м³/ден) за нагнетяване.

Основна функция на газохранилището е сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Режимът на работа определя два периода: период на нагнетяване през летния сезон от 16-ти април до 1-ви октомври и период на добив през зимния сезон от 16-ти октомври от дадена календарна година до 1-ви април от следващата календарна година. Друга основна функция на ПГХ „Чирен“ е осигуряване на аварийен резерв при непредвидени и фосмажорни ситуации, което е регламентирано в План за действие при извънредни ситуации, одобряван от министъра на енергетиката. Към настоящия момент е в сила планът, утвърден със заповед № Е-РД-16-148 от 16.04.2018 г. на министъра на енергетиката. В плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД е вменено задължение към обществото да поддържа наличието и съхранението на аварийен резерв природен газ за осигуряване на снабдяването в размер до 1 217 000 MWh (115 млн. м³) природен газ. Отделно от горното, около 159 000 MWh (15 млн. м³) от обема на хранилището се използва за съхранение на природен газ за технологични нужди, като се предвижда нарастването му през периода на бизнес плана до 201 000 MWh (19 млн. м³). Капацитетът на хранилището за нуждите на балансиране на газопреносната система е в размер на 270 000 MWh (26 млн. м³), като се предвижда нарастване през периода на бизнес плана до 286

000 MWh (27 млн. м³). Останалият обем е предназначен за търговско съхранение на природен газ. Основен клиент, използващ услугите по търговското съхранение, е обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, а останалите клиенти са търговци на природен газ, включително и такива, търгуващи с природен газ, предназначен за външни пазари.

Капацитетът на хранилището за съхранение на природен газ е недостатъчен за гарантиране на сигурността на доставките при прекъсване на вноса (основния газов поток), най-вече по отношение на дневния капацитет за добив. Този фактор обуславя недостатъчна степен на ликвидност на националния пазар на природен газ и риск по отношение на сигурността на доставките при спиране на основния поток.

Според заявителя през периода на бизнес плана се очаква:

- плавно повишаване на националното потребление на природен газ;
- нови входни точки към газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- изграждане на междусистемни връзки със Сърбия, Гърция и Северна Македония;
- свързване на съществуващата газопреносната инфраструктура с проекти от Южния газов коридор;
- диверсификация на източниците на доставка на природен газ;
- увеличаване на трансграничния капацитет;
- разширяване на газопреносната мрежа до нови региони;
- достъп до терминали за регазификация на втечнения природен газ.

ПГХ „Чирен“ към момента се разглежда като хранилище с национално значение и като основен инструмент за гарантиране сигурността на доставките, но в дългосрочен план се предвижда да бъде превърнато в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и повишаване ползите за потребителите на природен газ в интегрирания и взаимносвързан регионален пазар.

С оглед повишаване търсенето на услуги по съхранение на природен газ, управление на претоварванията и сезонна оптимизация при използването на газопреносните системи, за разширяване на капацитета за съхранение на съществуващото газохранилище, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира подробни проучвателни дейности с провеждане на 3D сеизмични проучвания и моделиране на варианти за прокаране на нови експлоатационни сондажи; прокаране на нови сондажи; обновяване на компресорните агрегати, обслужващи газохранилището и разширение на съществуващите надземни съоръжения.

Добитите количества природен газ за 2018 г. са 3440,22 GWh (324,32 млн. м³), а за 2019 г. са 3795,38 GWh (358,43 млн. м³). Нагнетените количества природен газ за 2018 г. са 3380,10 GWh (319,40 млн.м³), а за 2019 г. са 4347,53 GWh (410,29 млн. м³). Средномесечното количество съхранен природен газ за 2018 г. е 3244,92 GWh (306,20 млн. м³), а за 2019 г. е 3470,13 GWh (327,36 млн. м³).

В периода 2020 – 2024 г. е прогнозирано относително запазване на основните параметри на съхранението на природен газ. Основните количества природен газ в ПГХ „Чирен“ са планирани, както следва: за обслужване сигурността на доставките; за технологичните нужди на преносния оператор; за нуждите на балансиране на газопреносната система; за търговски капацитети чрез резервиране на интегрирани годишни продукти, допълнителни краткосрочни капацитети за добив и нагнетяване и за изпълнение на задълженията за осигуряване на равномерността на доставките на природен газ по Плана за действие при извънредни ситуации. Дружеството прогнозира висока резервираност на наличните търговски капацитети на газохранилището. „Булгартрансгаз“ ЕАД планира за осигуряване на доставките на природен газ, свързани със задължения към обществото, да поддържа в наличност до 1 217 000 MWh/ден (115 млн. м³) природен газ в ПГХ „Чирен“.

Развитието на основните параметри на съхранение на природен газ за периода 2020 – 2024 г., е видно от таблица № 1:

Таблица № 1

Параметър	Енергийна единица	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Общ капацитет на газоохранилището	GWh	5819	5819	5819	5819	5819
Капацитет, зает за сигурност на снабдяването с природен газ	GWh	1217	1217	1217	1217	1217
Капацитет, зает за нуждите на комбинирания оператор	GWh	428	444	460	476	487
в т.ч. за технологични нужди	GWh	159	169	180	190	201
за оперативно балансиране	GWh	270	275	280	286	286
Търговски капацитет	GWh	4175	4159	4143	4127	4116
Максимален твърд капацитет за нагнетяване	GWh/ден	38,29	39,17	40,07	40,99	41,94
Минимален твърд капацитет за нагнетяване	GWh/ден	23,98	24,54	25,10	25,68	26,27
Средногодишен твърд капацитет за нагнетяване	GWh/ден	31,86	32,59	33,34	34,11	34,89
Прекъсваем капацитет за нагнетяване	GWh/ден	4,23	4,76	5,29	5,82	6,35
Максимален твърд капацитет за добив	GWh/ден	40,42	41,35	42,30	43,27	44,26
Минимален твърд капацитет за добив	GWh/ден	30,89	31,60	32,33	33,07	33,84
Средногодишен твърд капацитет за добив	GWh/ден	38,95	39,84	40,76	41,70	42,66
Общ прекъсваем капацитет за добив	GWh/ден	5,29	5,82	6,35	6,88	7,41
Реализиран търговски капацитет за съхранение	GWh	4175	4159	4143	4127	4117
Търговски количества съхранен природен газ	GWh/год.	4405	4388	4371	4354	4343

През периода на бизнес плана са предвидени активни мероприятия от „Булгартрансгаз“ ЕАД за увеличаване на капацитетите на газоохранилището за добив, нагнетяване и съхраняване. Дружеството планира към края на 2027 г. да се достигнат следните параметри: капацитет за добив - 105 800 MWh/ден (10 млн. м³/ден), капацитет за нагнетяване - 105 800 MWh/ден (10 млн. м³/ден) и капацитет за съхранение - 10 580 000 MWh (1000 млн. м³).

2. Инвестиционна програма

2.1. Основни активи, с които дружеството извършва лицензионна дейност

Изграждането на ПГХ „Чирен“ започва през 1974 г., на базата на изтощено газокондензатно находище, добивът в което се извършва в периода 06.02.1965 г. – 31.08.1974 г. След изтощаване на газовия залеж газокондензатното находище е трансформирано в подземно газово хранилище. Газохранилището е свързано със северния и южния клон на газопреносната мрежа. Към момента се използват 38 бр. сондажи, категоризирани като експлоатационни и наблюдателни. Експлоатацията на ПГХ „Чирен“ се осъществява чрез 24 бр. експлоатационно-нагнетателни сондажа, като 13 бр. са построени за проучване и експлоатация на газовото находище и 11 бр. са построени за експлоатация на хранилището. Двадесет броя от сондажите са вертикални, а останалите четири са наклонено насочени. Дълбочините на продуктивната зона варират от 1700 м до 2300 м. Конструкциите са от циментирани стоманени обсадни колони и експлоатационни колони. В новите сондажи са монтирани филтърни колони и защитни клапани. Експлоатационният лифт на сондажите е в комплектотка от помпено-компресорни тръби, преходници и пакери. В сондажите Е-70 и Е-71 са монтирани подземно оборудване за контролиране на потока и безопасна експлоатация, циркуляционен клапан, пулт за управлението му и автоматика.

За поддържане на структурата на подземния колектор и за осигуряване на експлоатационните параметри на обекта при създаване на хранилището са нагнетени определени количества природен газ – буферен газ, като част от него ще бъде извлечен при ликвидация на хранилището, а останалата част се счита за неизвлекаема. Буферният

газ на хранилището е 7 935 000 MWh (750 млн. м³), от който извличаем е 1 587 000 MWh (150 млн. м³) и неизвличаем е 6 348 000 MWh (600 млн. м³).

Газохранилището се състои от: събирателни газопроводи (шлейфи) от експлоатационните сондажи до центъра за обработка на природния газ; компресорен цех с 8 броя бутални компресори; инсталация за подаване на вода за охлаждане на компресорите при нагнетяване; манифолд с индивидуални кранове за задаване на режими на работа на сондажите, съоръжения за индивидуална сепарация на добиваната пластова вода и кондензат, съоръжения за индивидуално измерване на природния газ от всеки сондаж, филтрираща система за нагнетявания газ и обща информационна система (СКАДА), включваща няколко десетки подсистеми за оперативен технологичен контрол, телеметричен контрол на сондажите, както и текущ анализ на експлоатацията на обекта. Системата осигурява информационното обезпечаване на експлоатационната, търговската и управленската дейност на ПГХ „Чирен“ като цяло.

2.2. Организация на реализацията на инвестиционната програма

За програмите за инвестиции и експлоатационна поддръжка се разработват графици за организацията и изпълнението на отделните обекти и дейностите, включени в тях. Изпълнението на обектите и дейностите се осъществява главно от „Булгартрансгаз“ ЕАД за част от подлежащите на изграждане технологични обекти с неголяма сложност, както и от външни изпълнители чрез възлагане по правилата на Закона за обществените поръчки и в изпълнение на изискванията на Устава на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Основни участници в инвестиционния процес са възложител, проектант, строител, консултант по чл. 166 от Закона за устройство на територията (за оценка на съответствието на инвестиционните проекти и упражняване на строителен надзор) и доставчик на машини, съоръжения и технологично оборудване. Основните фази, които се изпълняват при реализацията на инвестиционните проекти са следните: предпроектни проучвания, проектиране, разрешение за строеж, строителна дейност и контрол, въвеждане в експлоатация с разрешение за ползване на строежа.

2.3. Предвидени инвестиции за периода 2020 – 2024 г.

Основните цели на инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД по отношение на съоръжението за съхранение на природен газ са:

- развитие на съществуващата инфраструктура за съхранение на природен газ, собственост на дружеството, чрез разширяване на работните ѝ капацитети и осигуряване на безаварийността, сигурността и непрекъсваемата ѝ работа;
- модернизация, повишаване на надеждността и производителността на съществуващата инфраструктура за съхранение на природен газ, чрез подмяна на възли и съоръжения.

За осъществяване на тези основни задачи „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработило инвестиционната си програма с три основни вида дейности: прединвестиционна подготовка, инвестиции и експлоатационна поддръжка.

Основните инвестиционни проекти са групирани в направления, както следва:

2.3.1. Разширение на инфраструктурата за съхранение на природен газ

- ПГХ „Чирен“ – проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на подземното газохранилище;

- интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер;

2.3.2. Реконструкция, модернизация и рехабилитация на инфраструктурата за съхранение на природен газ

- обновяване на програмируем логически контролер S9100e в ПГХ „Чирен“;
- 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на „Чиренската структура“;
- модернизация на телеметричната система на сондажите в ПГХ „Чирен“;
- изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри“ на 4 бр.

газомоторни компресорни агрегати (ГМКА);

- подмяна на тръби на открит цикъл на ГМКА в ПГХ „Чирен“;
- намаляване на вибрациите в ГМКА и технологичните линии от ГМКА до втори пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“;
- внедряване на система за регулиране на производителността на два броя ГМКА.

2.3.3. Машины и оборудване

С цел гарантиране надеждната работа на технологичните инсталации в ПГХ „Чирен“ „Булгартрансгаз“ ЕАД планира средства за закупуване на машини и оборудване разпределени на групи по следните предназначения:

- елементи на технологичните инсталации и системи за експлоатационна поддръжка в ПГХ „Чирен“;
- измервателни уреди за експлоатационна поддръжка на съоръженията за съхранение на природен газ;
- офис оборудване за работните места;
- информационно обслужване, включваща компютърна техника и лицензии за програмни продукти;
- транспортни средства, включващи високопроходими автомобили, товарни автомобили за превоз на оборудване, специализирана техника за превоз на тежка техника.

2.3.4. Общи инвестиции, обслужващи дейностите по лицензията за съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение и лицензиите за пренос на природен газ

- изграждане на единна технологична система за сигурност на обектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- доставка и внедряване на ИТ платформа за търговско диспечериране;
- разширение и модернизация на информационната система за главно диспечерско управление.

2.3.5. Ремонтни дейности с инвестиционен характер

С цел гарантиране функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на съоръженията за съхранение на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД е включило следните дейности:

- планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения, както и планови изпитания на наземни съоръжения и инсталации на подземното газохранилище;
- обезопасяване и подготовка на газови сондажи при възникване на сложни аварии в ПГХ „Чирен“;
- ремонт и поддръжка на „Телеметрична система на сондажите“;
- профилактика на продуктивната зона на 5 бр. сондажи;
- текущи ремонти на сградния фонд, техническата инфраструктура и оградите на технологичните площадки и съоръжения.

2.3.6. Текущи инспекции

- диагностика на технологичното оборудване на компресорната станция;
- прегледи, проверки и профилактики на сондажите и технологичното оборудване, съгласно наредбите и инструкциите за експлоатация;
- обслужване на електропроводи, пожароизвестителни и пожарогасителни системи, електрически, информационни и комуникационни системи.

2.4. Обем на предвидените инвестиции и график за изпълнението им

Обемът на предвидените инвестиции за периода на бизнес плана по направления на инвестиционната програма, е представен в таблица № 2:

Таблица № 2

Програма / Раздел	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции:	19 721	7386	3184	20 267	16 216
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	686	524	974	12 524	12 526
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	12 276	2225	72	5231	987

РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване	299	241	257	241	257
РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	4854	2679	41	554	606
РАЗДЕЛ II.2 – Доставка на материали и консумативи	1607	1717	1840	1717	1840

Предвидените инвестиции за периода на бизнес плана по видове активи са представени в таблица № 3:

Таблица № 3

Видове активи	2020 г. хил. лв.	2021 г. хил. лв.	2022 г. хил. лв.	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.
Инвестиции общо	19 721	7386	3184	20 267	16 216
Сондажен фонд и шлейфи	5695	2870	0	8783	7946
Съоръжения	3194	1971	1857	3526	3332
Компресорно оборудване	7732	1969	0	6332	4211
Комуникационни мрежи	17	31	0	15	17
Компютърна техника, офис оборудване	730	24	26	321	80
Сгради и конструкции	33	210	82	45	48
Земи	0	0	0	0	0
ДНМА	190	41	14	237	199
Други ДМА	2130	271	1205	1008	383

3. Ремонтна (експлоатационна) програма

3.1. Ремонтна програма, съпътстваща текущата техническа експлоатация

Основната задача на „Булгартрансгаз“ ЕАД е да осигури надеждно и непрекъснато предоставяне на услугите по съхранение на природен газ, при спазване на техническите изисквания, изискванията за качество на услугата, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на гражданите. Част от основните дейности за изпълнение на тази задача са планираните превантивни дейности и дейностите по поддръжка и ремонт на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийната експлоатация. Текущата поддръжка на съществуващите ДМА включва следните дейности: планови инспекции и изпитвания на съоръженията за съхранение на природен газ (сондажи, събирателни газопроводи, специализирано оборудване, свързано с технологията по съхранение на природен газ, компресорни агрегати); текущи ремонти и абонаментно поддържане на съоръженията за съхранение, текущи ремонти на сграден фонд, профилактика на технологични инсталации и др.

Извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД ремонтни и експлоатационни дейности:

3.2. Текущи ремонтни дейности:

- планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации сондажи, компресорни агрегати, събирателни газопроводи, специализирано оборудване свързано с технологията на съхранение на природен газ, измервателни възли, комуникационни и информационни системи;
- профилактика и активно въздействие върху дренажната зона в продуктивния хоризонт на експлоатационните сондажи.

3.3. Дейности за техническа поддръжка и планов контрол

- измервания на водните нива или налягането на газа в наблюдателни сондажи при добив и нагнетяване на определени количества природен газ;
- проверка на експлоатационните и наблюдателните сондажи за пропуски на газ;
- замервания на сондажите за определяне на пластово налягане;
- проверка на колонните глави и фонтанната арматура на сондажния фонд;
- проверка на изолиращите фланци на експлоатационните сондажи;
- диагностика и ремонт на телеметричната система на сондажите;
- мероприятия за борба с хидратообразуването в събирателните газопроводи и сондажите;

- почистване на дървета, храсти и тревна растителност на площадките на сондажите и технологичното оборудване и на сервитутните зони на събирателните газопроводи;
- ежемесечно замерване на състоянието на системата за електрохимична защита;
- диагностика на технологичното оборудване на обслужващите съхранения на природен газ съоръжения;
- проверка за загазяване на шахти, колектори, подземно разположени съоръжения,
- текуща поддръжка на обслужващите съхранения съоръжения,
- извънпланови (аварийни) ремонти;
- извършване на ремонти по системата за катодна защита (анодни заземители, електроизолиращи фланци, контролно измервателна колонка (КИК), станции за катодна защита);
- участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие, в случай на констатирани при обследването места с нарушено такова;
- съставяне на досиета и на „База данни“ за съоръженията (вкл. паспорт, схема и устройство и инструкция за експлоатация на всяко съоръжение);
- периодични проверки на средства за измерване;
- съставяне и поддържане на „База данни“ за всички елементи на разходомерните системи.

3.4. Доставка на материали и консумативи

- доставка на резервни части за обслужващите съхранения на природен газ съоръжения и комуникационните съоръжения;
- осигуряване на резервни части и поддържане на аварийен резерв.

3.5. Дейности по мониторинг, периодични проверки, абонаментно и сервизно обслужване на съоръженията, обслужващи съхранения на природен газ

- преизпитвания на якост и плътност на обслужващите съхранения на природен газ съоръжения, съгласно действащото законодателство, експлоатационната документация и текущото техническо състояние на съоръженията;
- мониторинг на техническото състояние на сондажите;
- абонаментно обслужване на електрически, информационни и комуникационни системи.

4. Социална програма

Съхранения на природен газ е специфична дейност, характеризираща се с непрекъсваемост и управление на сложна система от специфични съоръжения. Планирането на числения състав на персонала се определя от оптималния режим на работа на системата. Планирано е персонала, зает в дейността съхранение, да нарасне от 91 бр. за 2020 г. на 97 бр. през 2024 г.

Непрекъснатото усъвършенстване и подобряване на условията на труд и осигуряване на перспективи за развитие на персонала са основни направления в трудово-социалната политика на дружеството и намират израз в действащия Колективен трудов договор (КТД). Социалната политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД, заложила в КТД, има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала за по-голяма ефективност на трудовия процес; повишаване социалния статус на дружеството; удовлетворяване на социално-битовите и културните потребности и интереси на персонала; привличане на висококвалифицирани и образовани служители.

Дейностите, чрез които дружеството осъществява своята социална политика, могат да бъдат обобщени в следните групи: предоставяне на средства за храна; предоставяне на средства за спорт и отход; подпомагане на работници и служители при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст); грижа за здравословното състояние на служителите; допълнително доброволно пенсионно осигуряване и застраховане. Средствата за работна заплата и за стимулиране на персонала се определят при спазване на приетите принципи, заложили в КТД, вътрешните

правила за организация на работната заплата в дружеството и са съобразени с държавното регулиране в областта на работната заплата.

С разширение на дейността по съхранение на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД планира назначаване на нови кадри. В строително-монтажните дейности се предвижда откриване на нови работни места с наемането на местни строителни компании за извършване на дейностите по изграждането и рехабилитацията на съоръжения, обслужващи дейността по съхранение на природен газ.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са прогнозирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при прилагане на метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ (Указанията). Разходите за дейността съхранение на природен газ са формирани за периода на бизнес плана 2020 – 2024 г. при цени към момента на изготвянето му, като в прогнозните им стойности не е включена инфлация.

При прогнозиране на разходите дружеството е предвидило разширяването на дейността по съхранение на природен газ. Основните фактори, които дават отражение върху прогнозните стойности на разходите са: отчетна стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, обслужващи дейността по съхранение на природен газ; предвиден обем на инвестициите по лицензията; прогнозни нагнетени, добити и съхранени количества природен газ; персонал, зает в управлението и експлоатацията на съоръженията за съхранение; разрастване на обема на дейността, изразено чрез относителното изменение на основните фактори, даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите.

В разходите за дейността съхранение на природен газ е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както дейността за съхранение на природен газ, така и дейностите за извършване на пренос на природен газ по газопреносната мрежа. Тези разходи са разпределени по лицензии на база на тежестта на отделните лицензионни дейности при генериране на съответните разходи.

Съгласно Указанията, разходите за дейността съхранение на природен газ са разделени на:

- условно-постоянни оперативни разходи, които са разходи за експлоатация и поддръжка на съоръженията за съхранение, независещи от нагнетените, добити и съхранени количества природен газ;
- променливи оперативни разходи, пряко зависещи от нагнетените, добити и съхранени количества природен газ;
- разходи за амортизация на активите, с които се извършва лицензионна дейност.

Условно-постоянните оперативни разходи включват: разходи за материали; разходи за външни услуги; разходи за заплати и възнаграждения; социални разходи; разходи за социално осигуряване; разходи за ремонт и други разходи.

Разходи, пряко зависещи от нагнетените, добитите и съхранените количества природен газ включват: технологични разходи; горивен газ за компресорните агрегати и газ за технологични нужди; акциз върху технологичния газ, използван в процеса на нагнетяване, съхранение и добив.

Прогнозните разходи за дейността по години от бизнес плана са посочени в следващата таблица:

Таблица № 4

Видове разходи	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
Общо разходи за дейността	17 383	18 562	19 080	19 821	20 118
1. Условно-постоянни оперативни разходи:	7687	7868	7948	8055	8229
1.1. Разходи за материали	677	691	699	706	721
1.2. Разходи за външни услуги	1439	1483	1494	1530	1566

1.3. Разходи за ремонт	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.4. Разходи за заплати и възнаграждения	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.5. Разходи за социални осигуровки	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.6. Социални разходи	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.7. Други разходи	147	150	152	156	160
II. Разходи пряко зависещи от количеството нагнетен, добит и съхранен природен газ	2857	2898	2939	2980	3020
III. Разходи за амортизация	6840	7796	8194	8786	8869

Условно-постоянни оперативни разходи за дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“:

Разходите за материали включват:

- горива за автотранспорт, прогнозирани в зависимост от предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ за периода на бизнес плана;
- разходи за работно облекло, определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд;
- канцеларски материали, прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по съхранение на природен газ;
- материали за текущо поддържане, планирани за ремонти и текущо поддържане на съоръженията за съхранение на природен газ. Прогнозирани са в зависимост от разрастването на дейността съхранение на природен газ.

Разходите за външни услуги включват:

- застраховки, включващи разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица, които са планирани на база отчетни данни за базовата година, както и на прогнозното изменение на балансовата стойност на дълготрайните материални активи (ДМА), обслужващи дейността;
- лицензионна такса, включва разходи за дейността съхранение на природен газ в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани в зависимост от разрастването на дейността;
- абонаментно поддържане и аварийна готовност, включващи разходите за сервизно обслужване на съоръженията за съхранение на природен газ и са прогнозирани на база предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ;
- въоръжена и противопожарна охрана, включващи разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на съоръженията за съхранение на природен газ. Прогнозирани са в зависимост от планираното разрастване на дейността по съхранение на природен газ.
- наеми, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за периода на бизнес плана;
- проверка на уреди, включващи разходите за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността и прогнозирани на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване;
- експертни и одиторски разходи, включващи разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност и разходи по граждански договори. Прогнозирани са на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността;
- разходи за вода, отопление и ел. енергия, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността.

Разходи за ремонт, включващи разходи за текущи ремонти по съоръженията за съхранение на природен газ, неформиращи стойност на дълготрайни материални активи и прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и на инвестиционната програма на дружеството.

Разходите за заплати и възнаграждения включват: разходите за заплати на пряко

заетия персонал в дейността по съхранение на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ трите лицензионни дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Прогнозирани са на база на прогнозния брой на персонала, зает в дейността съхранение на природен газ.

Разходите за социално осигуряване включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съгласно ЗОДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозирани са на база на прогнозния брой на персонала зает в дейността съхранение на природен газ.

Социалните разходи включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и др.), съгласно сключен КТД. Прогнозирани са на база на прогнозния брой на персонала, зает в дейността съхранение на природен газ.

Други разходи включват:

- служебни карти и транспорт, включващи разходи за служебни карти и осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота, прогнозиран на база отчетни стойности за 2019 г. и планирания брой на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ;

- охрана на труда, включващи разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда, планирани във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ;

- разходи за маркетинг и реклама, включващи разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, прогнозиран на база отчетни данни и увеличението на количествата нагнетен, съхранен и добит природен газ;

- разходи за командировки, прогнозиран на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по съхранение на природен газ;

- разходи за обучение на персонала, прогнозиран на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по съхранение на природен газ;

- разходи за местни данъци и такси, прогнозиран на база отчетни данни за 2019 г. и нарастване на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по съхранение на природен газ.

Разходи, пряко зависещи от количеството нагнетен, съхранен и добит природен газ:

- технологични разходи, представляващи остойностени разходи за количества природен газ за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на газа, изпускания при ремонти, аварии и др.). Тези разходи са прогнозиран в зависимост от прогнозните количества нагнетен, съхранен и добит природен газ;

- разходи за горивен газ за компресорните агрегати, представляващи разходи за природен газ, използван за работата на компресорните агрегати на газохранилището. Те са прогнозиран в зависимост от прогнозните количества нагнетен, съхранен и добит природен газ;

- разходи за акциз върху горивния и технологичен газ, включващи дължимия акциз за използвания горивен газ за компресорните агрегати, обслужващи дейността и технологичен газ, използван за стопански нужди. Прогнозиран са на база на прогнозните количества необходим природен газ за компресорните агрегати и използван природен газ за стопански нужди и действащите ставки на акциза, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана.

Технологичните разходи и разходите за горивен газ за периода на бизнес плана са остойностени по цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, без включени такси за достъп и пренос през газопреносните мрежи, към датата на изготвяне на бизнес плана.

Разходи за амортизации, определени на база линеен метод на амортизация съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“, както и според

амортизационния срок на видовете активи, определен от Комисията.

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране

Основните източници на финансиране на инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ се предвиждат да са: заделената печалба след отчисление на дивидента, дължим на БЕХ ЕАД и амортизационните отчисления и средства, генерирани от дружеството от други дейности. За периода на бизнес плана не се предвижда финансиране на инвестиционната програма с привлечени средства, в това число и безвъзмездни грантове. За 2021 г. и 2022 г. планираните инвестиции ще се финансират само със средства от амортизационните отчисления.

„Булгартрансгаз“ АД предвижда капиталовата структура по отношение на всички дейности да включва, както собствен капитал, така и привлечени средства, свързани с изграждането на проекта за разширение на газопреносната инфраструктура от границата с Р Турция до границата с Р Сърбия. Дружеството е с висока степен на капитализация и ликвидност, което отразява възможностите му да покрива своите задължения.

Прогнозната структура и обема на капитала са отразени в следващата таблица:

Таблица № 5

Параметри	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Собствен капитал (хил. лв.)	1 470 014	1 509 564	1 672 389	1 865 574	2 037 916
Дял на собствения капитал (%)	43,94%	45,97%	51,37%	57,42%	63,41%
Привлечен капитал (хил. лв.)	1 875 518	1 774 263	1 582 924	1 383 590	1 175 928
Дял на привлечения капитал (%)	56,06%	54,03%	48,63%	42,58%	36,59%

7. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД през периода 2020 – 2024 г. за дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода за дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“. Дружеството прогнозира печалби през периода, както следва: 7771 хил. лв. за 2020 г., 6710 хил. лв. за 2021 г., 6244 хил. лв. за 2022 г., 5577 хил. лв. за 2023 г. и 5310 хил. лв. за 2024 г.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 6:

Таблица № 6

Показатели	Прогноза			2023г.	2024г.
	2020 г.	2021 г.	2022 г.		
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	26 018	26 018	26 018	26 018	26 018
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	17 384	18 562	19 080	19 821	20 118
Счетоводна печалба (хил. лв.)	8 634	7 456	6 938	6 197	5 900
Финансов резултат (хил. лв.)	7 771	6 710	6 244	5 577	5 310
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1.38	1.40	1.41	1.37	1.37
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	19.16	48.80	104.48	19.09	24.01
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	52.05	111.44	183.26	53.39	67.33

Дружеството прогнозира общите приходи от 26 018 хил. лв. за 2020 г. да останат в непроменен размер за всяка година от прогнозния период. Приходите от продажба на услуги включват: приходи от предоставяне на услуги по съхранението на природен газ, от съхранение на природен газ за технологични нужди на преносния оператор и приходи от съхранение на природен газ за покриване на наложени задължения към обществото.

Приходите от предоставяне на услуги по съхранението на природен газ намаляват от 19 259 хил. лв. за 2020 г. на 18 999 хил. лв. за 2024 г. Приходите от съхранение на природен газ за технологични нужди на преносния оператор се увеличават от 1916 хил. лв. за 2020 г. на 2176 хил. лв. за 2024 г. Приходите, покриващи разходи за съхранение на природен газ, свързани с наложени задължения към обществото, са в размер на 4843 хил. лв. и са прогнозирани с постоянна стойност за периода.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от 17 384 хил. лв. за 2020 г. на 20 118 хил. лв. за 2024 г. Оперативните разходи се увеличават от 10 544 хил. лв. за 2020 г. на 11 249 хил. лв. за 2024 г. Технологичните разходи остават с непроменена стойност от 9 хил. лв. за периода на бизнес плана. Разходите за материали се увеличават от 677 хил. лв. за 2020 г. до 721 хил. лв. за 2024 г. Разходите за ремонти и вътрешнотръбни инспекции се увеличават от 5 хил. лв. за 2020 г. до 6 хил. лв. за 2024 г. Разходите за външни услуги се увеличават от 1439 хил. лв. за 2020 г. на 1566 хил. лв. за 2024 г. Прогнозните разходи за персонала се увеличават от 5419 хил. лв. за 2020 г. на 5776 хил. лв. за 2024 г. Други разходи за дейността се увеличават от 328 хил. лв. за 2020 г. на 349 хил. лв. за 2024 г. Разходите за амортизации се увеличават от 6840 хил. лв. за 2020 г. на 8869 хил. лв. за 2024 г.

Общата сума на актива за дейността се увеличава от 260 309 хил. лв. за 2020 г. на 275 517 хил. лв. за 2024 г. Нетекущите активи се увеличават от 185 236 хил. лв. за 2020 г. на 198 587 хил. лв. за 2024 г. в резултат на увеличение на дълготрайните материални и нематериални активи. Текущите активи на дружеството се увеличават от 75 073 хил. лв. за 2020 г. на 76 930 хил. лв. през 2024 г., в резултат на увеличение на стоково-материалните запаси, паричните средства и еквиваленти. Краткосрочните вземания намаляват от 153 хил. лв. на 113 хил. лв. в края на периода.

Акционерният капитал за целия период на бизнес плана остава с непроменена стойност в размер на 222 497 хил. лв. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал (включващ записан капитал, натрупана печалба и текущ финансов резултат) от 255 403 хил. лв. за 2020 г. на 271 486 хил. лв. за 2024 г., в резултат на увеличение на целевите резерви и неразпределената печалба.

Нетекущите пасиви намаляват от 987 хил. лв. за 2020 г. на 828 хил. лв. за 2024 г. Гаранциите по дългосрочни договори намаляват от 329 хил. лв. за 2020 г. на 271 хил. лв. за 2024 г. Задълженията към персонала от 124 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 92 хил. лв. за 2024 г. Отсрочените данъчни пасиви от 534 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 465 хил. лв. за 2024 г. Текущите пасиви от 3919 хил. лв. намаляват за 2020 г. до 3204 хил. лв. през 2024 г. Търговските и други задължения от 87 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 54 хил. лв. за 2024 г. Задълженията към персонала от 33 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 25 хил. лв. за 2024 г. Гаранциите по краткосрочни договори намаляват от 3794 хил. лв. за 2020 г. на 3120 хил. лв. за 2024 г.

От представените прогнозни парични потоци за периода е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност, като постъпления от търговски контрагенти. Плащанията от оперативната дейност са свързани с търговски контрагенти, с персонала и данъци върху печалбата. По отношение на инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани основно с инвестиционни разходи за развитие на съществуващата инфраструктура за съхранение на природен газ. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащания, в т.ч. на дивиденди, вноска по фонд „Сигурност на електроенергийната система“, както и постъпления от и плащания за друга дейност.

От представените парични потоци за периода 2020 – 2024 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2024 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за

2020 г. и 2024 г. е със стойности над 1. Това е показател, че дружеството няма да има затруднения при инвестиране със собствен капитал на нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност от 19.16 през 2020 г. се увеличава до 24.01 през 2024 г. Това е показател, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност показва степента на независимост от ползване на привлечени средства. Коефициентът е с стойност над 1 за целия период на бизнес плана. Това е индикатор, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Въз основа на направения анализ на стойностите на горепосочените показатели, може да се направи извод, че за периода 2020 – 2024 г. общото финансово състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД ще бъде много добро. Дружеството ще разполага с необходимите собствени капиталови източници за финансиране на дълготрайни активи и обслужването на дългосрочните си задължения, както и със свободен оборотен капитал за покриване на краткосрочните си задължения.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

В Указанията се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и съхранение в съоръжения за съхранение. Комисията утвърждава цена за достъп и съхранение въз основа на утвърдени необходими годишни приходи, образувани при прилагане на метода на регулиране „норма на възвръщаемост“, включващи: прогнозни икономически обосновани разходи и възвръщаемост, прогнозни данни за обемите реализирани услуги по предоставяне на капацитет и прогнозни количества природен газ за добив/нагнетяване и съхранение. Утвърдените необходими приходи се алокират към функциите на газохранилището за осигуряване на сигурността на доставките на природен газ, за осигуряване на съхранение на природен газ за технологични нужди по преносната система, за нуждите на балансирането на преносната система и към търговската функция на хранилището.

Цените от тарифната структура включват:

1. **Цена за достъп**, съставена от: ценова компонента за капацитет за съхранение; ценова компонента за капацитет за нагнетяване и ценова компонента за капацитет за добив.

2. **Цена за количества** нагнетен, съхранен и добит природен газ.

Указанията дават възможност да се включват в тарифата и на интегрирани продукти, включващи определени обеми капацитет за съхранение, капацитет за добив и капацитет за нагнетяване.

Прогнозните цени за достъп и съхранение на природен газ са посочени в таблица № 7:

Таблица № 7

Предоставяни услуги	Енергиен измерител	
	Мерна единица	Цена
Цена за нагнетени, съхранени и добити количества	лв./MWh	0,60
Твърд капацитет годишен интегриран продукт		
Ценова компонента за капацитет за съхранение	лв./MWh	2,43
Ценова компонента за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	73,61
Ценова компонента за капацитет за добив	лв./MWh/ден	49,79
Цена за интегрирана единица	лв./интегр. единица	16 047,96
Твърд шестмесечен интегриран продукт		
Ценова компонента за капацитет за съхранение	лв./MWh	1,45
Ценова компонента за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	43,91
Ценова компонента за капацитет за добив	лв./MWh/ден	29,69
Цена за интегрирана единица	лв./интегр.единица	11 939,15
Твърд капацитет месечен продукт		
Цена за капацитет за съхранение	лв./MWh	0,33
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	19,86
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	13,51

Виртуално нагнетяване/месечен добив		
Цена за капацитет за виртуално нагнетяване	лв./MWh/ден	15,89
Цена за капацитет за виртуален добив	лв./MWh/ден	10,81
Твърд капацитет „предварителен дневен продукт“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	0,87
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,59
Твърд капацитет „ден напред“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	1,09
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,74
Виртуален капацитет „ден напред“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	0,65
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,44
Прекъсваем капацитет „ден напред“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	0,87
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,59

Заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД, за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Механизмите за равномерно изменение на цените на предоставените услуги при значително изменение на ценообразуващите елементи са в основата на изградената социално приемлива ценова политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно чл. 6 от НРЦПГ образувателните цени са пределни. Комбинираният оператор може да договаря, предлага и прилага по-ниски от образувателните цени, при условие че това не води до кръстосано субсидиране. На тази база и отчитайки конюнктурата на пазара, „Булгартрансгаз“ ЕАД може да изготвя и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е:

- поддържане на съвременен модел на ценообразуване с предоставяне на услуги по съхранение на природен газ, съобразени с нуждите на различните ползватели на съоръженията за съхранение;
- подпомагане ефикасната търговия с природен газ и конкуренцията на пазара;
- предотвратяване на кръстосаното субсидиране между ползватели на съоръженията за съхранение;
- поддържане на оперативна съвместимост на съоръженията за съхранение и съоръженията за пренос;
- нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време;
- осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на предоставяните услуги.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД по съхранение на природен газ обхваща веригата от изграждане на съоръжения за съхранение, тяхната поддръжка и експлоатация до осигуряване на качествени услуги по съхранението на природен газ. Според дружеството могат да се определят следните области за повишаване на ефективността: прилагане на съвременни компютърни системи за управление на процесите при съхранението на природен газ; създаване на информационна платформа за управление на капацитета, заявките за добив и нагнетяване и обслужването на клиентите; внедряване на вътрешни правила и процедури за регламентиране и оптимизиране на координацията на дейностите и подразделенията в дружеството; повишаване на квалификацията на персонала; подобряване на практиките по управление и развитие на човешките ресурси и осигуряване на приемственост и рационализиране на снабдителния процес.

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността

„съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

Изказвания по т.2.:

Докладва С. Станкова. По подадено в Комисията заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“, за периода 2019 – 2023 г. със заповед на председателя на Комисията е сформирана работна група, която е извършила преглед на приложените към него документи за съответствие с изискванията на Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката и проучване на бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна. Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, е установено следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии от 2006 г. за дейността „пренос на природен газ“ и за дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“. Подземното газохранилище „Чирен“ за съхранение на природен газ е с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

В подкрепа на искането си, заявителят е представил: протокол от Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД и протокол от Надзорния съвет, видно от които е прието решение за утвърждаване на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. за развитие на дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Представени са необходимите декларации, съгласно наредбата за лицензиране.

За нуждите на потребителите в страната настоящия капацитет на газохранилището може да осигури съхранение от 550 млн. м³ природен газ. Към 2020 г. капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания, е между 3,82 млн. м³ и 2,92 млн. м³/ден за добив, съответно 3,62 млн. м³/ден и 2,27 млн. м³/ден за нагнетяване.

Основна функция на газохранилището е сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Друга основна функция на ПГХ „Чирен“ е осигуряване на аварийен резерв при непредвидени и фосмажорни ситуации, което е регламентирано в План за действие при извънредни ситуации, одобряван от министъра на енергетиката. В плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД е вменено задължение към обществото да поддържа наличието и съхранението на аварийен резерв природен газ за осигуряване на снабдяването в размер до 115 млн. м³ природен газ. Отделно от горното, около 15 млн. м³ от обема на хранилището се използва за съхранение на природен газ за технологични нужди, като се предвижда нарастването му през периода на бизнес плана до 19 млн. м³. Капацитетът на хранилището за нуждите на балансиране на газопреносната система е в размер на 26 млн. м³, като се предвижда нарастване през периода на бизнес плана до 27 млн. м³. Останалият обем е предназначен за търговско съхранение на природен газ.

Капацитетът на хранилището за съхранение на природен газ е недостатъчен за гарантиране на сигурността на доставките при прекъсване на вноса, най-вече по отношение на дневния капацитет за добив. За разширяване на капацитета за съхранение на съществуващото газохранилище, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира подробни проучвателни дейности с провеждане на 3D сеизмични проучвания и моделиране на варианти за прокаране на нови експлоатационни сондажи; прокаране на нови сондажи; обновяване на компресорните агрегати, обслужващи газохранилището и разширение на съществуващите надземни съоръжения.

В периода 2020 – 2024 г. е прогнозирано относително запазване на основните параметри на съхранението на природен газ. Дружеството прогнозира висока резервираност на наличните търговски капацитети на газохранилището. „Булгартрансгаз“ ЕАД планира за осигуряване на доставките на природен газ, свързани със задължения към обществото, да поддържа в наличност до 115 млн. м³ природен газ в ПГХ „Чирен“.

През периода на бизнес плана са предвидени активни мероприятия от

„Булгартрансгаз“ ЕАД за увеличаване на капацитетите на газохранилището за добив, нагнетяване и съхраняване, така че към края на 2027 г. да се достигнат следните параметри: капацитет за добив - 10 млн. м³/ден, капацитет за нагнетяване - 10 млн. м³/ден и капацитет за съхранение - 1000 млн. м³.

В инвестиционна програма са представени основните активи, с които дружеството извършва лицензионната дейност, организация на реализацията на инвестиционната програма и предвидени инвестиции за периода 2020 – 2024 г. Обемът на предвидените инвестиции е около 67 млн. лв. Представени са ремонтната и социалната програма и прогнозна структура и обем на разходите. Дружеството е предвидило разширяване на дейността по съхранение на природен газ. Представена е прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране и очакваното финансово-икономическо състояние.

Въз основа на направения анализ на стойностите на горепосочените показатели, може да се направи извод, че за периода 2020 – 2024 г. общото финансово състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД ще бъде много добро.

Представени са прогноза за цените на предоставяните услуги, прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи и са определени на области за повишаване на ефективността.

Въз основа на анализирания документи, работната група е направила извод, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, чл. 43, ал. 1 и ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад относно предложението за одобряване от „Булгартрансгаз“ ЕАД бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020-2024 г.;

2. Да насрочи открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, на което да бъде поканен представител на заявителя; Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

3. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

Е. Харитонов запитва дали бизнес планът е сравняван с Десетгодишния план на дружеството.

С. Станкова отговори, че самото дружество е направило това.

Е. Харитонов каза, че не иска дружеството да го прави, а работната група.

С. Станкова отговори, че не е видяла по-различни мероприятия.

Е. Харитонов отново запитва дали е направено такова сравнение.

С. Станкова отговори, че в Десетгодишния план има тригодишна програма, която ще бъде изпълнена. Тя кореспондира с инвестициите, които са посочени в този доклад относно съхранението.

Е. Харитонов констатира, че има съответствие между числата, които са в двата документа.

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

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т. 2 на 22.07.2020 г. от 10:05 часа.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13,

ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, чл. 43, ал. 1 и ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:05 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Булгартрансгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

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

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

По т.3. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. и проект на решение относно **заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ, Наредбата) и Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, обн. ДВ, бр. 2 от 9 януари 2015 г. (Указанията).

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-261 от 20.12.2019 г. на председателя на КЕВР.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-36 от 27.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи в КЕВР следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съдържащо информация за базисна 2019 година, както и информация за всички ценообразуващи елементи: приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година, ведно с подробна обосновка; неаудитиран годишен финансов отчет на дружеството за 2019 г.; цифров модел на цените, съдържащ обобщени справки в

електронни таблици със съответните формули и връзки за изчисленията им, съгласно чл. 11 от Указанията; прогнозна информация за регулаторния период, в т.ч. постоянни и променливи разходи, прогнозни количества и капацитети за добив, нагнетяване и съхранение на природен газ и други, подробно обосновани с допълнителни данни и документи, както и доказателства за оповестяване на предложението за цени. С писмо с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило актуализирано заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, както и изисканите данни и документи.

С писмо с изх. № Е-15-45-21 от 06.04.2020 г. от заявителя е изискано да предостави неупотребителен вариант на заявлението и приложените документи в съответствие с Правилата за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна от 01.07.2013 г. на Комисията. С писмо с вх. № Е-15-45-21 от 13.04.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило на хартиен и електронен носител неупотребителен вариант на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение.

След разглеждане на данните и документите по заявление с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. и заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. се установи следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор на газопреносна система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

Към заявлението дружеството е представило: препис-извлечение от Протокол УС № 428 от 10.03.2020 г. от присъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което, по т. 8.1. е взето решение за приемане на проект на заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и препис-извлечение от Протокол НС № 10 от 16.03.2020 г. от проведено присъствено заседание на Надзорния съвет, по т. 1.1., от което видно е, че Надзорния съвет на дружеството е утвърдил заявление за цени за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение.

Заявителят е представил разпечатка от интернет страницата на дружеството, на която е публикувано предложението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

С Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. Комисията е утвърдила цена за съхранение на природен газ в размер на 2,49 лв./1000 м³/месец, без ДДС.

Тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора съгласно чл. 53 от Указанията. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило портфолио от шестмесечни и годишни твърди интегрирани капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, както и отделни твърди месечни капацитетни продукти за съхранение, добив и нагнетяване и отделни твърди „предварителен дневен“, и „ден напред“ капацитетни продукти за добив и нагнетяване. В допълнение са предложени месечни продукти и продукти „ден напред“ за виртуален добив/нагнетяване и прекъсваем капацитетен продукт „ден напред“ за добив и нагнетяване. В съответствие с Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти е извършено в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) съответно за нагнетяване, добив и съхранение.

I. Регулаторен период

При метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост на капитала“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ и чл. 3 от Указанията.

II. Ценообразуващи елементи

1. Необходими годишни приходи

Съгласно чл. 4 от Указанията, цените за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение на природен газ се образуват въз основа на утвърдените от Комисията необходими годишни приходи (НГП) в съответствие с чл. 9 от Наредбата и утвърдените параметри за съхранение за съответния период. ПГХ „Чирен“ е единственото на територията на Р България газохранилище и то покрива нуждите на различните участници на пазара от временно съхранение на природен газ. Основните направления във връзка с ценообразуването, които газохранилището обслужва, са:

- съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването;
- съхранение на природен газ за покриване на технологични нужди на комбинирания оператор;
- съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране;
- търговско съхранение на природен газ. в. т. ч. съхранение на природен газ за изглаждане на сезонната неравномерност в потреблението, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации (Плана).

Разпределяне на необходимите приходи по обслужвани направления, съгласно чл. 18 и чл. 20 от Указанията са представени в Таблица № 1.

Необходими годишни приходи

Таблица № 1

№	Описание	Единица мярка	Стойност
1.	Общо годишни приходи в т.ч.	хил. лв.	26 018
2.	Необходими годишни приходи за съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването	хил. лв.	4843
3.	Необходими годишни приходи за съхранение за покриване на технологичните нужди на оператора и за оперативното балансиране	хил. лв.	1916
4.	Необходими годишни приходи покривани от търговско съхранение, в т.ч. за изглаждане на сезонната неравномерност	хил.лв.	19 259

В съответствие с Указанията, общите необходими приходи са разделени по направления пропорционално на дела на използваните капацитети за съхранение на природен газ за отделните направления в общия капацитет за съхранение на ПГХ „Чирен“. При определянето на НГП за осигуряване на сигурността на снабдяването не е взет дял от променливите разходи, тъй като съответните количества природен газ по Плана са статични в подземния колектор на газохранилището до възникване на извънредна ситуация. Прогнозните стойности на годишните капацитети за съхранение по направления са, както следва:

- за съхранение на резерв от природен газ, необходим за осигуряване сигурността на снабдяване – 1 216 700 MWh (115 млн. м³), определени съгласно чл. 2.1.16. от Плана;

- за съхранение на природен газ за технологични нужди на комбинирания оператор и за нуждите на оперативното балансиране – 428 490 MWh (40,5 млн. м³). Стойността е в съответствие с прогнозната стойност на заетия капацитет на ПГХ „Чирен“ с газ за технологични нужди и за нуждите на оперативното балансиране на комбинирания оператор;

- за търговско съхранение на природен газ – 4 173 810 MWh (394,5 млн. м³), представляващи оставащия свободен капацитет на ПГХ „Чирен“, след отделяне на капацитетите за съхранение на резерв от природен газ за осигуряване на сигурността на снабдяването и за съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране.

Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение се образуват въз основа на необходимите годишни приходи за търговско съхранение на

природен газ.

1.1. Годишни разходи

Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ е представил подробна информация за годишните разходи, обосновка и доказателства за връзката им с изпълнението на условията по лицензията, съгласно изискванията на чл. 10 от НРЦПГ, както и за отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията.

Разходите, пряко свързани с дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, включват условно-постоянни оперативни разходи (УПОР), променливи разходи и годишни разходи за амортизация. УПОР включват прогнозните оперативни разходи, необходими за извършване на дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, които не са в пряка зависимост от прогнозните количества нагнетен/добит/съхранен природен газ.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им. Общият размер на разходите за 2020 г. е в размер на 17 383 хил. лв., от които 7687 хил. лв. УПОР, променливи разходи в размер на 2857 хил. лв. и разходи за амортизации в размер на 6840 хил. лв.

1.1.1. Условно-постоянни оперативни разходи, представляват 44% от общия размер разходи, предвидени от дружеството за дейността през 2020 г., планирани в размер на 7687 хил. лв., като разпределението им по икономически елементи е следното:

Разходи за материали, в размер на 677 хил. лв., представляват 8,8% от УПОР, в т.ч.:

- *горива за автотранспорт,* прогнозиран в зависимост от предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ, в размер на 275 хил. лв., с относителен дял 3,6% от УПОР;

- *разходи за работно облекло,* прогнозиран в зависимост от броя на персонала. Прогнозните стойности са определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасни условия на труд. Размерът им е 27 хил. лв. с относителен дял 0,4% от УПОР;

- *канцеларски материали,* прогнозиран като е отчетено разрастването на дейността по съхранение на природен газ. Дружеството е планирало 15 хил. лв., което представлява 0,2% от УПОР;

- *материали за текущо поддържане,* представляват материали за ремонти и текущо поддържане на съоръженията за съхранение на природен газ. Прогнозиран са в зависимост от разрастването на дейността съхранение на природен газ, в размер на 359 хил. лв. или 4,7% от УПОР;

Разходи за външни услуги, в размер на 1439 хил. лв. или 19% от УПОР, съдържащи следните разходи за:

- *застраховки,* включват разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица. Прогнозиран на база отчетни данни за базисната година, както и на прогнозното изменение на отчетната стойност на дълготрайни материални активи (ДМА), обслужващи дейността. Размерът им е 418 хил. лв. или 5,4% от УПОР;

- *лицензионна такса,* включва разходи за лицензионна такса по лицензията за съхранение на природен газ, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката. Планираният им размер за е 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти,* прогнозиран в размер на 12 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *абонаментно поддържане и аварийна готовност,* включват разходите за сервизно обслужване на съоръженията за съхранение на природен газ във връзка с предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ – 165 хил. лв.

или 2,1% от УПОР;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на съоръженията за съхранение на природен газ и са прогнозирани в зависимост от планираното разрастване на дейността по съхранение на природен газ. Планирани са като 3,6% от УПОР в размер на 275 хил. лв.;

- *проверка на уреди*, включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността, на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване, в размер на 2435 лв. или 0,03% от УПОР;

- *експертни и одиторски разходи*, включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност и разходи по граждански договори, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и са в размер на 165 хил. лв. или 2,1% от УПОР;

- *вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността в размер на 396 хил. лв. или 5,2% от УПОР;

Разходи за ремонт, включват разходи за текущи ремонти по съоръженията за съхранение на природен газ, неформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база отчетените стойности за 2019 г. и инвестиционната програма на дружеството в размер на (...) лв. или (...) % от УПОР.

Разходи за заплати и възнаграждения, включват разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейността по съхранение на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ трите лицензионни дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Планирани са на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Разходи за социално осигуряване, включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съгласно ЗОДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Планирани на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Социални разходи, включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и други), съгласно Колективния трудов договор, сключен на 20.12.2019 г. Планирани са на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Други разходи, с общ размер (...) хил. лв. или (...) % от УПОР, в т.ч.:

- *служебни карти и осигурен транспорт*, включват разходи за служебни карти и осигурен транспорт на персонала до обектите по месторабота. Планирани са на база отчетни стойности за 2019 г. и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ, в размер около 12 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани са на база прогнозния брой на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ, в размер около 15 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания. Прогнозирани са въз основа на отчетни данни и увеличението на количествата нагнетен, съхранен и добит природен газ, в размер около 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *разходи за командировки и разходи обучение на персонала*, прогнозирани на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по съхранение на природен газ – съответно 55 хил. лв. или 0,7% от УПОР и 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *местни данъци и такси*, прогнозирани въз основа на отчетни данни за 2019 г. и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по съхранение на природен газ – 56 хил. лв. или 0,7% от УПОР;

1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството нагнетен, съхранен и добит природен газ (ПР), с общ размер 2857 хил. лв. или 16,4% от общите планирани от

дружеството разходи за дейността, в т.ч.:

- *технологични разходи*, представляват остойностени технологични разходи на природен газ – количества природен газ за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на газа, изпускания при ремонти, аварии и други). Планирани са в зависимост от прогнозните количества нагнетен, съхранен и добит природен газ, в размер около 9 хил. лв. или 0,3% от ПР.

- *разходи за горивен газ за компресорните агрегати*, представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните агрегати на газохранилището. Предвидени са в зависимост от прогнозните нагнетени, съхранени и добити количества природен газ, в размер на 2667 хил. лв., което представлява 93,4% от ПР.

- *разходи за акциз върху горивния и технологичен газ*, включват дължимия акциз за използвания горивен газ за компресорните агрегати, обслужващи дейността и технологичен газ, използван за стопански нужди. Планирани на база на прогнозните количества необходим природен газ за компресорните агрегати, използван природен газ за стопански нужди и действащите ставки на акциза, съгласно митническото законодателство, в размер на 181 хил. лв. или 6,3% от ПР.

Технологичните разходи и разходите за горивен газ за прогнозната година са остойностени по цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайни снабдители и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, без включени такси за достъп и пренос през газопреносните мрежи, към датата на изготвяне на бизнес плана на дружеството.

1.1.3. Разходи за амортизации, определени на база линеен метод на амортизация, съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения”, както и според амортизационния срок на активите, в размер на 6840 хил. лв. или 39% от общите планирани разходи на дружеството за дейността за 2020 г.

Въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за прогнозния размер на разходите по икономически елементи е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионната дейност и може да се направи извода, че са икономически обосновани.

1.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 35 от Указанията, регулаторната база на активите (РБА) е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала за дейността съхранение на природен газ, осъществявана от оператора на съоръжения за съхранение. РБА включва активи, придобити възмездно и пряко свързани с дейността по съхранението на природен газ. Признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, е признатата от Комисията отчетна стойност на дълготрайните активи, пряко свързани с дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, към края на базисната година. В тази връзка, изчислената от „Булгартрансгаз” ЕАД РБА към края на базисната 2019 г. възлиза на 173 325 хил. лв.

С цел образуване на цени за капацитетни продукти за нагнетяване/съхранение/добив, постоянните годишни необходими приходи, алокирани към търговското съхранение на природен газ се разпределят за изплащане по видове услуги за предоставяне на капацитет (услуги за предоставяне на капацитет за съхранение, услуги за предоставяне на капацитет за добив и услуги за предоставяне на капацитет за нагнетяване).

Съгласно чл. 66, т. 2 от Указанията, разпределението се извършва въз основа на дела на активите, алокирани към съответната услуга в общите активи, обслужващи дейността по съхранение на природен газ. „Булгартрансгаз” ЕАД е извършило разпределение към търговско съхранение на природен газ на постоянните годишни необходими приходи, използвайки коефициенти на разпределение, получени на база на дела на отчетните стойности на активите, алокирани към съответната услуга в общата отчетна стойност на активите, обслужващи дейността по съхранение на природен газ. За целта, активите за дейността са разпределени по видове предоставяни услуги –

нагнетяване/съхранение/добив, като общите активи са разделени на функционални групи и за всяка група поотделно е определено процентното ѝ участие в извършване на съответните услуги. Коефициентите за разпределение на годишните необходими приходи по видове услуги за предоставяне на капацитет се получават като частно на сумираните произведения по групи активи на процентните участия в извършването на услугата и отчетната стойност на активите в групата и общата отчетна стойност на активите заети в дейността съхранение на природен газ.

Използваното разпределение на отчетните стойности на отделните групи активи: газопроводи - линейна част, съоръжения, сондажи, кабелни мрежи, компютърна и комуникационна техника, сгради и конструкции, земи, дълготрайни нематериални активи, други ДМА, по видове услуги е следното: съхранение – 30%, нагнетяване – 35% и добив – 35%. Компресорното оборудване е разпределено 100% на нагнетяването, а амортизируемия буферен газ - 100% на съхранението.

Съгласно чл. 37 от Указанията, заявителят не е включил в признатата стойност на дълготрайните активи, свързани с дейността: разходи за придобиване на активи под формата на незавършено строителство; активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани пряко с лицензионната дейност; активи, които не са свързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) и/или са отдадени под наем, изведени от експлоатация и др.; стойност на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в т.ч. и на преоценени активи.

Прогнозираният оборотен капитал за 2020 г. е определен от дружеството като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за дейността и е в размер на 1318 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 42 от Указанията.

В изпълнение на чл. 62 и чл. 63 от Указанията, операторът на съоръжение за съхранение на природен газ е разпределил остатъка от необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ по капацитивни компоненти въз основа на съотношението на активите, използвани за извършването на отделните дейности по съхранение, нагнетяване и добив, и общите активи на съоръжението за съхранение. Дружеството е представило и обосновка за начина на алокиране на активите на съоръжението за съхранение по дейности (съхранение, нагнетяване и добив) със заявлението за утвърждаване на цени.

1.3. Норма на възвръщаемост на капитала

В съответствие с чл. 43 и чл. 44 от Указанията нормата на възвръщаемост на капитала (НВ) е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определена от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала, която се определя като норма преди данъчно облагане съгласно чл. 13, ал. 2 от НРЦПГ.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага

Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

При изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е използван общият безлостов коефициент β (Power) в сектор енергетика за страните от Европа в размер на 0,57 по данни от сайта на Aswath Damodaran. За целите на определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определен лостов коефициент β в размер на 0,71, който отразява капиталовата структура на дружеството от 78,41% собствен капитал и 21,59% привлечен капитал.

Общата пазарна рискова премия за Република България е 7,08%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,20%) и премията за специфичния за държавата риск (1,88%) по данни от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,3342%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период 01.03.2019 г. – 29.02.2020 г.

При прилагане на горепосочените параметри за 2020 г., нормата на възвръщаемост на собствения капитал е изчислена в размер на 5,36% при използване на 78,41% собствен капитал и 21,59% привлечен капитал, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството е в размер на 4,73% преди данъчно облагане, като получените стойности съвпадат с предложените от дружеството.

Предвид гореизложеното е целесъобразно да бъде приета предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,73%, при използване на 78,41% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,36% и 21,59% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от (...) %.

2. Капацитети и количества природен газ

Съгласно чл. 56 и чл. 57 от Указанията, операторът прави прогноза за реализацията на предлаганите от него продукти по предоставяне на капацитет за съхранение на природен газ за регулаторния период в зависимост от наличните капацитети, данни от предходни периоди и заявки за съхранение на природен газ. Със заявлението за утвърждаване на цени операторът е внесъл прогнозни данни за обемите реализирани услуги по предоставяне на капацитет, както и прогнозните количества природен газ за добив/нагнетяване и съхранение.

Капацитетите за нагнетяване, съхранение и добив на природен газ, както и прогнозни количества, за 2020 г. са представени в Таблица № 2.

Прогнозни капацитети за нагнетяване, съхранение и добив

Таблица № 2

Описание	Единица мярка	2020 г.
Обеми съхранение		
Общ обем за съхранение	MWh	5 819 000
Обем за съхранение във връзка със задължения към обществото	MWh	1 216 700
Обем за съхранение за нуждите на оператора за друга дейност	MWh	428 490
Търговски обем за съхранение	MWh	4 173 810
Капацитет нагнетяване		
Технически капацитет нагнетяване	MWh/ден	31 860,18

¹<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

Капацитет нагнетяване за нуждите на оператора	MWh/ден	2 346,07
Твърд търговски капацитет нагнетяване	MWh/ден	29 514,12
Капацитет добив		
Технически капацитет добив	MWh/ден	38 948,67
Капацитет добив за нуждите на оператора	MWh/ден	2 868,04
Твърд търговски капацитет добив	MWh/ден	36 080,63
Прогнозни количества за нагнетяване, добиване и съхранение	MWh	4 445 897
<i>Приведен капацитет за търговско съхранение</i>		
Съхранение	MWh	4 409 951
Нагнетяване	MWh/ден	42 649
Добив	MWh/ден	55 722

3. Коефициенти за определяне на цена за достъп на природен газ при краткосрочни продукти. Коефициент за определяне на цена за достъп на природен газ при виртуален добив/нагнетяване и за прекъсваеми капацитетни продукти.

В съответствие с чл. 66, т. 6 от Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти се извършва в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) за нагнетяване/съхранение и добив. Съответно през газовата година цените за достъп на дневните, месечните и шестмесечни капацитетни продукти са производни на цената за твърд годишен продукт и съотношението на произведението от приложимия коефициент и средната им продължителност (в дни), разделено на продължителността на съответните периоди на нагнетяване, съхранение и добив, при годишен продукт.

Продължителността на отделните периоди е:

- за интегриран годишен продукт – 337 дни;
- за нагнетяване при годишен продукт – 169 дни;
- за добив при годишен продукт – 168 дни.

Поради специфичния за ПГХ „Чирен” опростен цикъл на съхранение с два основни периода - период на нагнетяване през летния сезон и период на добив през зимния сезон, се предвижда предлагане предимно на интегрирани годишни и шестмесечни капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, и предлагане на отделни продукти за съхранение на месечна база и за нагнетяване и добив на месечна и дневна база. Продуктите за виртуален добив/нагнетяване се предвижда да бъдат предлагани на месечна и дневна база. Прекъсваемите продукти за нагнетяване и добив се предвижда да бъдат предлагани като продукти „ден напред”.

С оглед ефективното използване на газохранилището за определяне на цените на краткосрочни капацитетни продукти дружеството предлага използването на следните коефициенти:

- за шестмесечните интегрирани капацитетни продукти – 1,2;
- за месечни капацитетни продукти за съхранение и физическо нагнетяване и добив – 1,5;
- за прекъсваеми месечни капацитетни продукти за виртуален добив/нагнетяване – 1,2;
- за твърди капацитетни продукти „предварителен дневен продукт” за физически добив и нагнетяване – 2,0;
- за твърди капацитетни продукти „ден напред” за физически добив и нагнетяване – 2,5;
- за прекъсваеми капацитетни продукти „ден напред” за виртуален добив и нагнетяване – 1,5;
- за прекъсваеми капацитетни продукти „ден напред” за физически добив и нагнетяване – 2,0.

При определяне на цената на прекъсваемите капацитетни продукти за физически

добив и нагнетяване „ден напред” е използван коефициент, отразяващ вероятността от прекъсване в размер на 0,8, който е в съответствие с чл. 67 от Указанията и се прилага към множителя на съответните твърди капацитетни продукти.

Коефициентите за определяне на цената за достъп и съхранение на природен газ за краткосрочни продукти, за виртуален добив/нагнетяване, както и за прекъсваеми капацитетни продукти са обосновани и изчислени съгласно чл. 66 от Указанията.

III. Цени и тарифна структура

В съответствие с чл. 53 от Указанията, тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора.

Съгласно чл. 55 от Указанията, цената за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение може да включва следните компоненти: ценова компонента за капацитет за нагнетяване, ценова компонента за капацитет за добив, ценова компонента за капацитет за съхранение, ценова компонента за реално нагнетени, съхранени и добити количества природен газ. Услугите по достъпа до съоръженията за съхранение могат да бъдат заплащани и посредством цена за интегриран продукт. При прилагане на интегрирани продукти (комбинация от капацитет за нагнетяване, капацитет за добив и капацитет за съхранение в един продукт, изразен в "стандартни единици на интегрирания продукт") операторът образува цена за единица интегриран продукт в левове.

Дружеството е предложило капацитетите за нагнетяване, съхранение и добив в единица интегриран продукт на дългосрочна и краткосрочна база, съгласно чл. 65 от Указанията. С цел ефективното използване на наличните капацитети за нагнетяване, съхранение и добив на природен газ и поради опростения цикъл на съхранение, възможен за реализация в ПГХ „Чирен”, „Булгартрансгаз” ЕАД в съответствие с европейската практика, ще предлага основно интегриран продукт за резервиране на годишен твърд капацитет, както и интегриран продукт за резервиране на краткосрочен (шестмесечен) капацитет, представляващи комбинация от капацитети за нагнетяване, съхранение и добив в определено съотношение.

При избора на съотношението на отделните капацитети в интегриран продукт дружеството се е съобразило със следното: оптимално използване на капацитетните възможности на хранилището; избор на достатъчно малки величини на отделните капацитети в единица интегриран продукт с цел да не се възпрепятства използване на услугите за съхранение на природен газ от нови участници на пазара на природен газ с по-малки потребни капацитети за съхранение; съобразяване с технологичните възможности на хранилището за минимален капацитет за добив и нагнетяване; практиките на операторите на съоръжения за съхранение на природен газ в ЕС за определяне на съотношение на отделните капацитети в единица интегриран продукт.

Съгласно нормативната уредба, цените за достъп и съхранение на природен газ следва да бъдат определяни в лева за енергийни единици MWh. Необходимостта от образуване на цени в енергийни единици се определя от потенциалната разлика в състава на приемания за съхранение от ползватели на входа на съоръженията за съхранение и предавания на изхода от съоръженията за съхранение природен газ. Измерването на количествата природен газ в енергийни единици дава възможност на ползвателите на изхода от съоръжението за съхранение да се предават количества природен газ с енергийна стойност равна на енергийната стойност на количествата природен газ, получени от тях на входа на съоръжението за съхранение. С оглед определяне на цени за достъп и съхранение на природен газ в енергийни единици „Булгартрансгаз” ЕАД е използвало при изчисленията коефициент равен на средната отчетна за период от 12 месеца преди подаване на заявлението за утвърждаване на цени среднопретеглена горна граница на калоричността на природния газ на входовете на газопрееносната система в размер на 10,58 kWh/m³.

„Булгартрансгаз” ЕАД е предложило тарифна структура и цени за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение, както

следва:

1. Цена за нагнетени, съхранени и добити количества природен газ – 0,60 лв./MWh.

2. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд годишен продукт:

- 2.1. Ценова компонента за капацитет за съхранение – 2,43 лв./MWh;
- 2.2. Ценова компонента за капацитет за нагнетяване – 73,61 лв./MWh/ден;
- 2.3. Ценова компонента за капацитет за добив – 49,79 лв./MWh/ден;
- 2.4. Цена за интегриран капацитетен продукт – 16 047,96 лв./интегр. единица.

3. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд шестмесечен продукт:

- 3.1. Ценова компонента за капацитет за съхранение – 1,45 лв./MWh;
- 3.2. Ценова компонента за капацитет за нагнетяване – 43,91 лв./MWh/ден;
- 3.3. Ценова компонента за капацитет за добив – 29,69 лв./MWh/ден;
- 3.4. Цена за интегриран капацитетен продукт – 11 939,15 лв./интегр. единица.

4. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд месечен продукт:

- 4.1. Цена за капацитет за съхранение – 0,33 лв./MWh;
- 4.2. Цена за капацитет за нагнетяване – 19,86 лв./MWh/ден;
- 4.3. Цена за капацитет за добив – 13,51 лв./MWh/ден.

5. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на месечен продукт за виртуален добив/виртуално нагнетяване:

- 5.1. Цена за капацитет за виртуално нагнетяване – 15,89 лв./MWh/ден;
- 5.2. Цена за капацитет за виртуален добив – 10,81 лв./MWh/ден;

6. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд „предварителен дневен продукт“:

- 6.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;
- 6.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

7. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд продукт „ден напред“:

- 7.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 1,09 лв./MWh/ден;
- 7.2. Цена за капацитет за добив – 0,74 лв./MWh/ден.

8. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на виртуален капацитет „ден напред“:

- 8.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,65 лв./MWh/ден;
- 8.2. Цена за капацитет за добив – 0,44 лв./MWh/ден.

9. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на прекъсваем капацитет „ден напред“:

- 9.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;
- 9.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

Дружеството е предложило следните единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт:

1. За интегриран годишен продукт:

- капацитет за съхранение 5000 MWh;
- капацитет за нагнетяване 31,11 MWh/ден;
- капацитет за добив 32,69 MWh/ден;

2. За интегриран шестмесечен продукт:

- капацитет за съхранение 5000 MWh;
- капацитет за нагнетяване 62,85 MWh/ден;
- капацитет за добив 65,49 MWh/ден.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на цените за достъп и съхранение на природен газ в

съоръжение за съхранение в съответствие с изискванията на НРЦПГ и Указанията. Аргументите на заявителя относно прогнозния размер на разходите, формиращи необходимите годишни приходи, са основателни предвид представените обосновки и отчетните данни за базисната година. Предложената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена въз основа на актуални данни и в съответствие на НРЦПГ и Указанията, като цели осигуряване възможност на оператора да извършва задълженията си по дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“.

Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение са образувани въз основа на необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ и са изчислени в съответствие с нормативната уредба.

Предлагането на различни капацитетни продукти за съхранение от „Булгартрансгаз“ ЕАД ще даде възможност на ползвателите да прецизират и оптимизират своето портфолио.

Изказвания по т.3.:

Докладва Г. Дечева. Подаденото заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа искане за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение. Докладът е структуриран при спазване на изискванията на Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ и приетите от Комисията през 2015 г. Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии за дейността „пренос на природен газ“ и за дейността „съхранение на природен газ“. Дружеството е комбиниран оператор на газопреносна система, обединяваща национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ и подземно газохранилище „Чирен“. През 2005 г. Комисията е утвърдила цена за съхранение на природен газ и оттогава цената за съхранение е непроменена и е в размер на 2,49 лв./1000 м³/месец, без ДДС. Със заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило портфолио от различни като времетраене капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, както и продукти за виртуален добив и нагнетяване. От тази гледна точка не може да се направи сравнение между досега действащата цена и предложените различни продукти. Методът на ценово регулиране на цените за достъп и пренос на природен газ в съоръженията за съхранение е норма на възвръщаемост на капитала, при който Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторния период. Продължителността на регулаторния период (предложен от „Булгартрансгаз“ ЕАД) е една година, което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3 от Указанията. ПГХ „Чирен“ покрива нуждите на различните участници на пазара от временно съхранение на природен газ. Основните направления са: съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването; съхранение на природен газ за покриване на технологични нужди на комбинирания оператор; съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране; търговско съхранение на природен газ, в. т. ч. съхранение на природен газ за изглаждане на сезонната неравномерност в потреблението, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации.

В съответствие с Указанията, общите необходими приходи са разделени по направления пропорционално на дела на използваните капацитети за съхранение на природен газ за отделните направления в общия капацитет за съхранение на ПГХ „Чирен“. При изчисляване на цените за достъп и съхранение „Булгартрансгаз“ ЕАД е имало предвид годишните приходи, необходими за търговското съхранение на природен газ. В необходимите годишни приходи са включени годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по съхранение на природен газ и включват: условно-постоянни оперативни разходи, променливи разходи и годишни разходи за амортизации. Условно-постоянните разходи включват разходи, необходими за извършване на дейността по съхранение в съоръженията, но те не са в пряка зависимост от количествата нагнетен,

добит и съхранен природен газ. Променливите разходи са пряко зависещи от количествата нагнетен, съхранен и добит природен газ и включват технологични разходи, свързани с подгряването на газа, както и изпускания при ремонти и аварии, разходи за горивен газ, които се използват за работата на компресорните агрегати на газохранилището, разходи за дължимия акциз върху горимия технологичен газ. Технологичните разходи и разходите за горивен газ са остойностени по цената на обществения доставчик към датата на изготвяне на предложението на дружеството. Разходите за амортизации са определени на база линеен метод на амортизация. В съответствие с разпоредбата на НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, заедно с обосновките за начина на формирането им.

Регулаторната база на активите е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала за дейността съхранение на природен газ, осъществявана от оператора. В са РБА включени активи, придобити възмездно и пряко свързани с дейността по съхранението. Прогнозираният оборотен капитал за 2020 г. е определен от дружеството като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за дейността и е в съответствие с чл. 42 от Указанията.

При образуване на цените на капацитетните продукти за нагнетяване, съхранение и добив, съгласно указанията, „Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило изчисление на необходимите годишни приходи към търговското съхранение на природен газ, използвайки коефициент на съхранение. Стойностите на съхранение са получени на база на дела на отчетната стойност на активите, алокирани към съответната услуга. За целта активите за дейностите са разпределени по видове услуги за нагнетяване, съхранение и добив, като общите активи са разделени на групи. За всяка група поотделно е определено процентното им участие в извършването на съответната услуга. Разпределението на отделните групи активи по видове услуги е както следва: за съхранение: 30%, за нагнетяване: 35%, добив: 35%. Компресорното оборудване е отнесено 100% към нагнетяването, а амортизируемия и буферен газ е 100% към съхранението.

При изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало модела за оценка на капиталовите активи, в резултат на което изчислената средно претеглена норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,73%, при използване на 78,41% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,36% и 21,59% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от (...) %.

Със заявлението за утвърждаване на цени операторът е внесъл прогнозни данни за услугите по предоставяне на капацитет, както и прогнозните количества природен газ за добив, нагнетяване и съхранение. Данните да представени в Таблица № 2 от доклада.

В съответствие с Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти се извършва в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) за нагнетяване/съхранение и добив. Поради специфичния за ПГХ „Чирен“ цикъл на съхранение с два основни периода - период на нагнетяване през летния сезон и период на добив през зимния сезон, се предвижда предлагане предимно на интегрирани годишни и шестмесечни капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, и предлагане на отделни продукти за съхранение на месечна база и за нагнетяване и добив на месечна и дневна база. Продуктите за виртуален добив/нагнетяване се предвижда да бъдат предлагани на месечна и дневна база. Прекъсваемите продукти за нагнетяване и добив се предвижда да бъдат предлагани като продукти „ден напред“.

При определяне на цените на краткосрочните капацитетни продукти дружеството предлага използването на коефициенти, които варират от 1 до 2,5 според вида на продукта.

Съгласно Указанията, цената за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение може да включва ценови компоненти за капацитет за нагнетяване, добив и съхранение.

При избора на съотношението на отделните капацитети в интегриран продукт

дружеството се е съобразило с оптимално използване на технологичните възможности на хранилището на минимален капацитет за добив и нагнетяване с цел да не се възпрепятства използването на услугите за съхранение на природен газ от нови участници на пазара на природен газ с по-малки потребни капацитети за съхранение.

С оглед определяне на цената за достъп и съхранение в енергийни единици, „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало средно претеглена за период от 12 месеца преди подаване на заявлението горна граница на калоричността на природния газ на входовете на газопреносната система в размер на 10,58 kWh/m³.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило тарифна структура и цени за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2, чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 4, чл. 11, чл. 22 и чл. 34, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на КЕВР да обсъди и вземе следните решения:

- 1. Да приеме настоящия доклад и проекта на решение;*
- 2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;*
- 3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Булгартрансгаз“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството; Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;*
- 4. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията; Общественото обсъждане да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;*
- 5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – настоящи или бъдещи ползватели на съоръжение за съхранение на природен газ;*
- 6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.*

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

И. Иванов каза, че насрочва отритото заседание по т. 2 на 22.07.2020 от 10:10 часа , а общественото обсъждане на 22.07.2020 г. от 10:15 часа.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2, чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 4, чл. 11, чл. 22 и чл. 34, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение;
2. Приема проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:10 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Булгартрансгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 22.07.2020 г. от 10:15 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

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

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

По т.4. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-606 от 13.07.2020 г. относно **заявление към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 12.03.2020 г. от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 12.03.2020 г. от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

Предвид горното със Заповед № 3-Е-41 от 23.03.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на посоченото по-горе заявление и приложения към него бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г. за съответствието им с изискванията на нормативната уредба.

След извършване на справка в Търговския регистър се установи, че „Топлофикация София“ ЕАД с ЕИК 831609046 е еднолично акционерно дружество, с едноличен собственик на капитала Столична община и със седалище и адрес на управление: област София, гр. София 1680, община Столична, ул. „Ястребец“ № 23Б. Размерът на основния капитал на дружеството възлиза на 107 648 905 лв. и е разпределен в 107 648 905 бр. поименни акции с номинална стойност на една акция 1,00 лв. Дружеството е с едностепенна система на управление и се ръководи от 3 членен управителен съвет, като представляващ дружеството е изпълнителния директор Александър Славчев Александров.

Предметът на дейност на „Топлофикация София“ ЕАД е производство на топлинна енергия, пренос на топлинна енергия, производство на електрическа и топлинна енергия, дейности по третиране на отпадъци и други дейности, обслужващи основните.

За осъществяване на дейностите по Закона за енергетиката (ЗЕ), дружеството притежава следните лицензи:

- **лицензия № Л-031-02 от 15.11.2000 г.** за дейността „производство на топлинна енергия“;

- **лицензия № Л-032-03 от 15.11.2000 г.** за дейността „производство на топлинна и електрическа енергия“;

- лицензия № Л-033-05 от 15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“, всяка от които, издадени за срок от 20 (двадесет) години;

По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ), одобреният от КЕВР бизнес план е неразделна част от лицензиите и се оформя като приложение към тях, което периодично се актуализира.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, всеки следващ бизнес план се представя от лицензиантите за одобряване от Комисията със заявление не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

С решение № БП-2 от 21.01.2015 г. Комисията е одобрила предходния бизнес план на „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 2015 г. до 2019 г. включително.

С писмо с изх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 26.03.2020 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи допълнителна информация във връзка със заявлението за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., която е представена с писмо към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 10.04.2020 г.

След извършен преглед на представеният от „Топлофикация София“ ЕАД бизнес план за периода от 2020 г. до 2024 г., се установи, че същият е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, като съдържа задължителните реквизити и е съставен за срок до 5 години.

Във връзка с необходимост от преглед и анализ на изпълнението на програмите от предходния бизнес план на дружеството, в настоящия Доклад по т. I се представя:

I. ОТЧЕТ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

I.1. Изпълнение на инвестиционна програма

Заложените мероприятия за изпълнение в инвестиционната програма за периода 2015 г. – 2019 г. са в съответствие с приета от Столичен общински съвет „Програма с оздравителни мерки за подобряване на финансово-икономическото и технологично състояние на „Топлофикация София“ ЕАД. Инвестиционните дейности имат за цел постигане на завишените изисквания на европейското и българското законодателства по отношение на нормите за вредни вещества, изпускани от големи горивни инсталации, както и с цел да се повиши енергийната ефективност на съоръженията. Инвестициите са финансирани главно със собствени средства, както и със средства, отпуснати от ЕС.

В таблица № 1 са представени планираните и изпълнените инвестиционни разходи, представени по години за периода 2015-2019 г.

Таблица № 1

	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	общо за периода
план, хил. лв.	52 109	87 699	131 800	119 077	105 583	496 269
отчет, хил. лв.	29 354	30 202	34 150	45 908	24 218*	163 832
изпълнение, %	56,0	34,0	26,0	39,0	23,0	33,0

*предварителни данни

Изпълнените по-значими инвестиционни дейности са следните:

- **Инженеринг на турбогенератор ТГ 9 с мощност 35 MW и спомагателно оборудване в ТЕЦ „София“** – проектът е приключен в края на 2015 г. с издаден Акт Образец № 16 и разрешение за ползване от ДНСК, като ТГ 9 е вписан в лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия, издадена на дружеството.

- **Инженеринг за каскадно присъединяване към ТГ 8 на противоналегателна турбина ТГ 8А в ТЕЦ „София“** – проектът е приключил през месец ноември 2015 г., проведени са съответните изпитания и каскадното присъединяване е въведено в редовна експлоатация. Във връзка с това лицензията на дружеството е изменена.

- **Инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF отпадък** – този проект се изпълнява съвместно със Столична

община и представлява последната трета фаза на проект „Интегрирана система от съоръжения за третиране на битовите отпадъци на Столична община“. През месец ноември 2019 г. Европейската комисия е одобрила проекта, като се предвижда да бъде завършен до 2023 г. Той ще се изпълни на два етапа и ще се финансира по оперативна програма „Околна среда 2014-2020 г.“

- **Реконструкция и модернизация на ЕК 220 t/h ст. № 7 в ТЕЦ „София“** – общата инвестиционна стойност е 48 752 хил. лв. (без ДДС), като привлечените средства от Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) са 8 803 хил. лв. (без ДДС). Целите на дейностите са да бъдат достигнати по-ниски нива на азотни и въглеродни емисии, което оказва положително въздействие върху околната среда, да се повиши ефективността на оползотворяването гориво, както и да се постигне икономия на природен газ. Изпълнението на договора протича със значително забавяне, като до момента е извършен демонтаж на ЕК 7 и в процес на изпълнение е документацията на Техническият проект, предстои да бъде завършен в края на 2020 г.

- **Модернизация на ТГ 3 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток“** – целта е да бъде преобразувана кондензационната турбина с промишлен пароотбор ТГ 3, в противоналегателна турбина с бойлер- кондензатор за покриване на топлофикационни товари, като с това дружеството изпълнява изискванията на Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производство. Общо необходимите средства по проекта са 17 788 хил. лв. (без ДДС), от които собствени 10 944 хил. лв. (без ДДС) и привлечени от МФК 6 845 хил. лв. (без ДДС). Модернизацията на ТГ 3 е забавена, поради това, че не е избран строителен надзор, съответно не е изготвен доклад за съответствието и няма издадено разрешение за строеж.

- **Модернизация на Турбогенератор ТГ 4 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток“** – въвеждането в експлоатация на новия турбогенератор е приключило през 2018 г. Модернизацията е била предвидена за изпълнение като част от плана за Дерогация по Директива 2003/87/ЕО. Новият турбогенератор ТГ 4 оползотворява по-ефективно вложената първична енергия с горивото и произвежда комбинирано топлинна и електрическа енергия, обезпечавайки базовите топлофикационни товари на централата, номиналната топлинна мощност на бойлер-кондензатора е повече от 90 MW, а номиналната електрическа мощност е повече от 40 MW. Турбината, генераторът и спомагателното оборудване са нови, имат съвременен дизайн, те са високо енергийно ефективни и притежават висока експлоатационна надеждност. Експлоатационният живот на доставеното оборудване е по-дълъг от 25 години. Основното оборудване е предвидено с коефициент на резервиране на мощността 110% от номиналния режим на работа.

- **Система за локализиране на пробиви по топлопреносната мрежа** – Проектът се изгражда поетапно в дългосрочен план, тъй като цялостната подмяна на амортизираните участъци от топлопреносната мрежа е дългогодишен процес. Новоположените предварително изолирани тръбопроводи са оборудвани с вградени в изолацията проводници. Тези проводници са свързани към стационарни устройства за непрекъснат мониторинг на овлажняването на изолацията. При възникване на теч и овлажняване на изолацията, стационарният модул изпраща сигнал до диспечерски пункт с времето на възникване, броя на пробивите и местоположението с точност до +/- 1 m.

- **Проект за имплементиране на софтуер „Termis“** – започнат е през 2017 г. когато е бил сключен договор за „Актуализиране на специализиран софтуер „Termis“ за оптимизация на термохидравличните режими на топлопреносната мрежа на гр. София“. Това е първи етап от проекта за имплементиране на „Termis“ и неговите модули, свързани с оптимизация на дейността по пренос на топлинна енергия. През 2018 г. са били калибрирани, термо-хидравличните модели на топлопреносната мрежа на 4-те топлорайона, като дружеството вече разполага с последна версия специализиран софтуерен инструмент „Termis“. За да може да се използва пълния потенциал на софтуера, е необходимо към „Termis“ да се внедри модул за оптимизация на температурата, а също така съществуващия актуализиран термо-хидравличен модел на топлопреносната мрежа

на гр. София да бъде надграден, с данни в реално време от системите за мониторинг в топлопреносната мрежа и абонатните станции. С изпълнението на този проект, дружеството подобрява технико-икономическите показатели при производството и преноса на топлинна енергия.

• **Мониторинг система за дистанционен контрол на абонатни станции (АС) (SCADA)** – в края на 2018 г. е приключило изграждането на системата SCADA в топлорайон „София“. Чрез нейното въвеждане е осигурен дистанционен контрол на абонатни станции в реално време през Интернет както от клиентите, така и от диспечерския център, което води до подобряване качеството на обслужване. SCADA системите за контрол на потреблението на ресурси са най-гъвкавото и модерно решение, което намира все по-голямо приложение. Използването на SCADA в АС на „Топлофикация София“ ЕАД осигурява: постигане на икономия на топлинна енергия; икономия на природен газ, обхващане на неограничен брой АС и още много други предимства.

• **Инвестиционна дейност в ТПМ** – За периода 2015-2019 г. са реконструирани общо 58,9 км топлопроводи, като са положени предварително изолирани тръби или тръби с изолация от минерална вата, която се монтира след полагане на топлопровода в топлофикационния канал, колектор или камера. Подменени са 467 бр. АС. Заедно с тръбопроводите са реконструирани и компрометираните стоманобетонни елементи на топлофикационните камери, проходимите, полупроходимите и непроходимите топлофикационни канали и стоманените елементи в тях. С тези мероприятия се цели повишаване на надеждността и ефективността на топлофикационната система при преноса и повишаване на технологичните възможности и сигурността при снабдяването с топлинна енергия. По-голяма част от мероприятията по реконструкция на ТПМ са извършени по споразумение за безвъзмездна финансова помощ между „Топлофикация София“ ЕАД и Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) по проект „Обновяване и модернизация на производството и преноса на енергия в топлофикационната система на гр. София“.

През 2019 г. са подготвени инвестиционни проекти за доставка на предварително изолирани тръби и елементи, като в случай на одобрение от ЕБВР, доставката на тръбите се предвижда да приключи до края на 2020 г., и същите ще бъдат монтирани през 2021 г.

Освен реконструкцията на ТПМ, за периода 2015-2019 г. са извършени дейности по присъединяване на нови клиенти, доставка на нови АС, възстановяване на топлинната изолация на надземни топлопроводи и извършване на ежегодни профилактични ремонтни дейности на АС, помпени станции, проходими колектори, камери, опорни конструкции, компенсатори, регулираща и спирателна арматура.

1.2. Изпълнение на производствената програма

Изпълнението на производствената програма е в пряка зависимост от няколко основни фактори, а именно: климатичните условия и поведението на клиентите на дружеството, както и действия насочени към постигане на поставените цели в програмата. За разглеждания период 2015 - 2019 г. е постигнато: намаление на производството на електрическа енергия, намаление на собствените нужди от електрическа енергия, намаление на собствените нужди от топлинна енергия, намаление на купената електрическа енергия. Произведената топлинна енергия през отчетния период е с 2% по-малко от планираната и е в размер на 23 382 хил. MWh. Собствените нужди от топлинна енергия през отчетния период са в размер на 407 хил. MWh, което е по-малко от планираното с 19% и представлява 1,7% от произведената енергия, при планирано 2,1%.

Технологичните разходи при преноса, общо за отчетния период, възлизат на 4 340 565 MWh или с около 10% повече от планираните.

Дружеството посочва, че при намалени денградуси и ръст на клиентите, намалените собствени нужди, увеличените технологични разходи при преноса и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление са довели до по-ниско производство на топлинна енергия.

За намалението в производството на топлинна енергия допринасят и извършените реконструкции на ТПМ, както и поради други ремонтни дейности, свързани с топлоизточниците, които са изпълнявани през периода.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 4 213 851 MWh и е с около 26% по-малко от планираното. Основната причина е невъвеждането в експлоатация на планираните генериращи мощности през отчетния период.

Средния специфичен разход на условно гориво за производство на топлинна енергия отчетен през периода е 128,03 kg/MWh и е съизмерим с планирания който е 128,02 kg/MWh. Специфичният разход за производство на електрическа енергия отчетен през периода е 199,22 kg/MWh при планиран 197,68 kg/MWh, което е увеличение с 0,8%.

В таблици № 2 и № 3 са представени отчетените производствени показатели съответно за топлинната и електрическата енергия, по години за периода 2015 г. – 2019 г.

Таблица № 2

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Производство на топлинна енергия, MWh	4 728 985	4 624 423	4 814 648	4 660 236	4 553 712
Разходи за собствени нужди от топлинна енергия, MWh	88 549	81 833	80 671	75 353	80 547
Относителен дял на собствените нужди, %	1,9	1,8	1,7	1,6	1,8
Отпусната топлинна енергия, MWh	4 643 627	4 544 621	4 736 146	4 586 720	4 474 492
Технологични разходи по преноса, MWh	811 471	824 389	889 295	881 609	933 800
Относителен дял на технологичните разходи по преноса, %	17,5	18,1	18,8	19,2	20,9
Отчетена топлинна енергия, MWh	3 832 155	3 720 232	3 846 851	3 705 111	3 540 692

Таблица № 3

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Производство на електрическа енергия, MWh	799 819	846 049	738 522	845 898	992 811
Разходи за собствени нужди и разходи за трансформация на електрическа енергия, MWh	169 222	168 545	155 632	161 802	166 886
Относителен дял на собствените нужди, %	21,16	19,92	21,1	19,1	16,8
Продажба на електрическа енергия, MWh	630 597	677 504	582 891	684 096	825 925

I.3. Изпълнение на ремонтната програма

За периода 2015-2019 г. дружеството отчита 23 727 хил. лв. при планирани средства 39 178 хил. лв. или изпълнението е 61% от планираните.

В направление „Топлопреносни мрежи“, изразходваните средства са основно за отстраняване на аварийни ремонти, като дружеството се стреми същите да бъдат отремонтирани своевременно. Неизпълнението на ремонтни дейности по топлоизточниците е свързано с възможността същите да се провеждат само по време на летния период, както и с необходимостта от провеждане на обществени поръчки, които често пъти биват обжалвани пред съда, което възпрепятства изпълнението им. Поради тези причини някои от ремонтите се отлагат за бъдещ период.

В таблица № 4 са представени обобщени данни за планираните и отчетени средства по ремонтната програма за периода 2015-2019 г. и тяхното изпълнение спрямо плана.

Таблица № 4

година		Топлоизточници	ТПМ	Управление	Общо за дружеството
2015	план, хил. лв.	4 962	2 278	361	7 601
	отчет, хил. лв.	1 187	2 210	201	3 597
	изпълнение, %	24	97	56	47
2016	план, хил. лв.	4 870	2 283	387	7 539
	отчет, хил. лв.	2 270	2 197	119	4 586
	изпълнение, %	47	96	31	61
2017	план, хил. лв.	5 105	2 366	343	7 814
	отчет, хил. лв.	2 736	3 147	151	6 035
	изпълнение, %	54	133	44	77
2018	план, хил. лв.	5 209	2 361	325	7 895
	отчет, хил. лв.	2 144	2 842	0	4 986
	изпълнение, %	41	120	0	63
2019	план, хил. лв.	5 521	2 412	395	8 328
	отчет, хил. лв.	1 731	2 765	27	4 523
	изпълнение, %	31	115	7	54
Общо за периода 2015-2019	план, хил. лв.	25 667	11 700	1 811	39 178
	отчет, хил. лв.	10 067	13 161	499	23 727
	изпълнение, %	39	112	28	61

1.4. Изпълнение на социалната програма за периода 2015 г. – 2019 г.

През периода 2015 – 2019 г. дружеството е продължило да развива политика на управление чрез успешното внедряване и функциониране на Интегрираната система за управление на дейността, развитието на корпоративна идентичност и култура, изграждането на нова визия и имидж чрез изпълнението на социалните дейности и социалната програма по отношение на персонала в съответствие с поставените дългосрочни и в годишен аспект цели.

Основни направления при изпълнение на оперативните функции през периода от 2015 – 2019 г. са:

- **Поддържане и развитие на Интегрирана система на „Топлофикация София“ ЕАД за управление (ИСУ) на качеството, безопасните и здравословни условия на труд, отговорното отношение на компанията към околната среда, сигурност на информацията и социална отговорност**

- **Фонд „Социално-битово и културно обслужване“ (СБКО)** – в план сметката на фонда са включени дейности като: почивно дело, битови нужди, помощи, отпуски, Коледа, Великден, Ден на енергетика, допълнително здравно застраховане, спортен празник, други, изплащане на неусвоените средства от план-сметката. Финансирането им се осъществява изцяло със средства на работодателя, съобразно годишния бизнес план на дружеството, като разходването се определя на основание разпоредбите на Кодекса на труда, а Закона за корпоративното подоходно облагане указва кои разходи следва да се третираят като социални – от групата на фонд СБКО.

- **Почивно дело** – тази дейност е част от СБКО и заема значимо място в социалната програма. Със средства на работодателя се поддържат и експлоатират почивните бази в гр. Приморско, гр. Ахтопол и с. Искрец, които се използват от служителите на „Топлофикация София“ ЕАД. Извън фонд СБКО е базата за обучения и корпоративни мероприятия в Кокаляне.

- **Допълнително здравно застраховане със средства от Фонд СБКО** се осъществява в съответствие с решения на Общото събрание на работниците и служителите относно приемане на план-сметка за СБКО за всяка година, предвид

условието, че тази дейност е определена като социален разход, както и като част от бизнес плана.

- **Спортна дейност** – дружеството има сформирани корпоративен спортен отбор, който взема участия в различни спортни и браншови мероприятия (турнири, игри), като се осигурява съответното финансиране за тези дейности.

- **Начисления към трудовото възнаграждение от социалната програма и фонд СБКО** – дружеството прави еднократни начисления към трудовите възнаграждения, свързани с Великден, отпуски, Ден на енергетика, във връзка с Коледните празници, като се планира сума в определен размер и разхода е съобразно числеността на персонала към момента на плащането. Изплащат се също така и суми за покриване на битови нужди на персонала, което е свързано с преустановяване на организираното столово хранене.

- **Помощи** – изплащат се на млади семейства с цел да бъдат стимулирани при раждане на дете, подпомагат се работници и служители при медицински интервенции, непопадащи в обхвата на застрахователните случаи, както и семействата на починали работници (при общо заболяване или битова злополука).

- **Изпълнение на мероприятията от Социалната програма, финансирани със средства на работодателя извън план-сметката за СБКО** – обхвата на тези дейности е изключително обширен, като преминава през дейността на собствена Служба по трудова медицина, усилията за подобряване условията на труд, представяне дейността на дружеството чрез различни информационни източници, включително и медийно представяне.

В таблици № 5 и № 6 са посочени планираните и отчетени разходи за социални дейности за периода 2015 г. – 2019 г. и тяхното изпълнение.

Таблица № 5

година		Помощи	Отпуски	Битови нужди	Великден	Коледа
2015	план, хил. лв.	150	500	8 300	340	340
	отчет, хил. лв.	86,668	467,8	7 272,46	351,750	347,850
	изпълнение, %	58,0	94,0	88,0	103,0	102,0
2016	план, хил. лв.	150	500	8 300	340	340
	отчет, хил. лв.	45,100	469,6	7 259,54	352,5	350,85
	изпълнение, %	30,0	94,0	87,0	104,0	103,0
2017	план, хил. лв.	150	500	8 300	340	340
	отчет, хил. лв.	64	466,2	7 193,875	349,814	346,786
	изпълнение, %	43,0	93,0	87,0	103,0	102,0
2018	план, хил. лв.	150	500	8 300	340	340
	отчет, хил. лв.	448,393	917,200	7 112,125	403,350	201,675
	изпълнение, %	299,0	183,0	86,0	119,0	59,0
2019	план, хил. лв.	150	500	8 300	340	340
	отчет, хил. лв.	109,622	942,400	8 727,045	473,600	469,8
	изпълнение, %	73,0	188,0	105,0	139,0	138,0

Таблица № 6

година		Почивни станции	Ден на енергетика	Здравно мед. застраховане	Спортен празник	Други
2015	план, хил. лв.	300	120	1 150	13,0	2,0
	отчет, хил. лв.	340,091	116,950	593,573	4,895	6,214
	изпълнение, %	113,0	97,0	52,0	38,0	311,0
2016	план, хил. лв.	300	120	1150	13,0	2,0
	отчет, хил. лв.	206,083	117,4	916,858	7875	4665
	изпълнение, %	69,0	98,0	80,0	61,0	233,0

2017	план, хил. лв.	300	120	1 150	13,0	2,0
	отчет, хил. лв.	189,965	116,600	909,249	9,739	0,85
	изпълнение, %	63,0	97,0	79,0	75,0	43,0
2018	план, хил. лв.	300	120	1150	13,0	2,0
	отчет, хил. лв.	222,724	234,245	688,622	11,909	1,358
	изпълнение, %	74,0	195,0	60,0	92,0	68,0
2019	план, хил. лв.	300	120	1150	13,0	2,0
	отчет, хил. лв.	285,181	421,920	672,577	14,518	5 366
	изпълнение, %	95,0	352,0	58,0	112,0	268,0

От справката, изготвена от дружеството се вижда, че при планирани средства за социални дейности през периода 2015-2019 г. в размер на 56 075 хил. лв., дружеството отчита 51 464,241 хил. лв. или изпълнението е 91,78%.

Предвид гореизложеното, може да се направи следното обобщение: за периода 2015 г. – 2019 г. дружеството отчита следните резултати:

- **Инвестиционни програми** – извършени са инвестиции на обща стойност 163 832 хил. лв., при планирани за периода 496 269 хил. лв. или изпълнението е 33,00%;

- **Производствена програма** – намаление с около 26% на производството на електрическа енергия, намаление на собствените нужди от електрическа и топлинна енергия, намаление на закупената електрическа енергия. Произведената топлинна енергия през отчетния период е с 2% по-малко от планираната и е в размер на 23 382 000 MWh. Технологичните разходи при преноса са с около 10% повече от планираните;

- **Ремонтни програми** – извършени са ремонтни дейности на обща стойност 23 727 хил. лв., при планирани за периода 39 178 хил. лв. или изпълнението е 61,00%;

- **Социална програма** – изпълнението за всяка година от бизнес плана за отделните социални разходи е различно, като общо за периода изпълнението е над 90%.

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

Представеният от „Топлофикация София“ ЕАД бизнес план за периода 2020-2024 г. е приет от Управителния съвет на дружеството с решение по Протокол № 12 от 20.02.2020 г. по т. 4 от дневния ред, като данните, които са използвани при изготвянето на новия бизнес план са били известни на дружеството преди тази дата. Следва да се отбележи, че бизнес планът е представен за одобрение и от Столичен общински съвет (СОС), като е изготвен доклад от 02.07.2020 г., който предстои да бъде приет от СОС.

Основната цел на ръководството на „Топлофикация София“ ЕАД за новия петгодишен бизнес план е финансовото стабилизиране на дружеството и създаване на условия за неговото устойчиво развитие в бъдеще. Бизнес планът отчита необходимостта от мащабно обновяване на производствените съоръжения, като взема предвид резултатите от дейността на работна група назначена с Решение на СОС за технологично обновление на мощностите и съоръженията в дружеството. В тази връзка е и предложената от дружеството инвестиционна програма за този период, представена по-долу в т. II.1.

II.1. Инвестиционна програма за периода 2020 г. – 2024 г.

Основните проекти за периода на бизнес план 2020-2024 г. включват изграждането на инсталация за оползотворяване на RDF, както и изграждане на ко-генерационни модули, осигуряващи производството на електрическа и топлинна енергия и подобряващи техническото и икономическото състояние на дружеството. Предвидено е в експлоатация да бъдат въведени общо 5 (пет) броя газови турбини с обща електрическа мощност от 223,9 MW_e, 3 (три) броя парни турбини с обща мощност 39,5 MW_e и 5 (пет) газобутални двигателя (ГБД) във ВОЦ „Овча Купел-2“, ВОЦ „Хаджи Димитър“ и ВОЦ „Левски Г“ с обща мощност 20,5 MW_e.

В таблица № 7 са представени планираните инвестиционни дейности с техните прогнозни годишни стойности за периода 2020-2024 г.

Таблица № 7

Инвестиционна дейност	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо за периода
Инсталация за изгаряне на RDF гориво	64 351 611	79 097 026	164 668 934	0	0	308 117 570
Инвестиции в когенерационни инсталации	1 920 000	80 756 020	165 854 775	113 008 846	0	361 539 642
Модернизация/подмяна на оборудване, в т.ч.:	28 585 781	37 817 440	2 668 241	5 867 490	5 867 490	80 806 441
- ЕК-7	19 631 644	31 591 544	0	0	0	51 223 188
- ТГ-3	8 894 137	6 225 896	2 668 241	0	0	17 788 273
- Изграждане на утилизационна инсталация на котел ЕК 220 t/h в ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“	0	0	0	3 911 660	3 911 660	7 823 320
- Утилизация на димни газове в централите на дружеството	60 000	0	0	1 955 830	1 955 830	3 971 660
Модернизация на топлопреносни мрежи, в т.ч.:	26 830 083	13 500 000	13 500 000	13 500 000	13 500 000	80 830 083
- Реконструкция на трасета от ТПМ, подмяна на топлинна изолация и изграждане на връзки между топлофикационните райони	23 419 914	10 000 000	10 000 000	10 000 000	10 000 000	63 419 914
- Изкупуване на енергийни обекти	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	2 500 000
- Изграждане на трасета за нови клиенти и развитие на мрежата	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	2 500 000
- Доставка на елементи за подмяна и поддръжка на АС и изработването на нови	2 410 169	2 500 000	2 500 000	2 500 000	2 500 000	12 410 169
Общо разходи:	121 687 474	211 170 486	346 691 950	132 376 336	19 367 490	831 293 736

Общата стойност на инвестициите за периода 2020 г. – 2024 г. възлиза в размер на 831,294 хил. лв.

II.2. Производствена програма за периода 2020 г. – 2024 г.

Производствената програма на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 2020-2024 г. е изготвена при следните предпоставки:

- За базови технически показатели са приети постигнатите средни такива (равни или близки до средните) през отчетния период 2014-2018 г.;
- Предвидено е ежегодно нарастване на клиентите с до около 0,5%;
- Ежегодно намаление на доставяната топлинна енергия за отопление с около 1,5%, в резултат на тенденцията за намаляване на специфична консумация за единица обем;
- Включване в работа на нови високоефективни електрогенериращи мощности в ТЕЦ „София“, ТЕЦ „София Изток“, ОЦ „Люлин“, ОЦ „Земяне“, ВОЦ „Овча Купел-2“, ВОЦ „Хаджи Димитър“ и ВОЦ „Левски Г“;
- Планирано ежегодно спиране за профилактични ремонти на енергийната част на ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София изток“.

При планиране на количествата топлинна енергия за производство водещ фактор се явява потреблението на клиентите от топлинна енергия за отопление и БГВ. Отделно от това има още няколко важни фактора, които пряко влияят върху топлопроизводството, като:

- Климатичният фактор, който има най-голямо влияние върху количествата продадена топлинна енергия, е отчетен с приетото базово ниво – средната стойност на продадената топлинна енергия през отчетния период;
- Планирано годишно намаление на консумацията на топлинна енергия за

отопление с около 1,5%. Това е задължителната ежегодна стойност за намаляване на консумацията при крайните клиенти, съгласно директивата за енергийна ефективност, която дружеството, като доставчик на топлинна енергия, трябва да постигне;

- Увеличението на броя на клиентите не води до увеличение на продадената топлинна енергия за отопление;

- През летните периоди са планирани реконструкции по ТПМ, които ограничават в известна степен възможността за доставка на топлинна енергия за БГВ до засегнатите от реконструкциите клиенти;

- технологичните разходи при преноса на топлинна енергия – планираните технологични разходи за периода 2020 - 2024 г. са с тренд на намаление.

В таблица № 8 са представени прогнозните производствени показатели на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г.

Таблица № 8

ПРОГНОЗНИ ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.						
ПОКАЗАТЕЛИ	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо за периода
Произведена топлинна енергия от топлоизточниците, MWh	4 668 114	4 760 275	4 750 892	4 773 792	4 657 216	23 610 289
Топлинна енергия за собствени нужди, MWh	75 311	90 991	89 329	92 640	93 622	441 893
Отпусната топлинна енергия към преноса, MWh	4 592 803	4 669 284	4 661 563	4 681 152	4 563 594	23 168 396
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия (ТПМ, АС и изтичане), MWh	896 622	884 672	874 795	866 222	856 150	4 378 461
Топлинна енергия за продажба на клиенти, MWh	3 696 181	3 784 612	3 786 768	3 814 930	3 707 444	18 789 935
Произведена електрическа енергия, MWh	964 880	968 700	1 142 392	1 911 085	2 657 178	7 644 235
Собствени нужди и загуби от трансформация, MWh	167 763	190 598	206 348	225 919	195 911	986 539
Продажба на електрическа енергия, MWh	797 117	778 102	936 044	1 685 166	2 461 267	6 657 696
Купена електрическа енергия, MWh	55 004	60 917	52 035	28 747	26 466	223 169

Въз основа на посочените по-горе фактори, влияещи върху производството на топлинна енергия, общо планираното количество топлинна енергия за периода 2020 – 2024 г. възлиза на 23 610 289 MWh. Прогнозните количества топлинна енергия за продажба започват от 3 696 181 MWh през 2020 г. и намаляват до 3 707 444 MWh през 2024 г. или общото количество за продажба за периода е 18 789 935 MWh. Не е предвидено производство на пара за промишлени нужди, тъй като няма клиенти изявили интерес за доставка. Технологичните разходи (загуби) по преноса е прогнозирано да намаляват от 896 622 MWh през 2020 г. до 856 150 MWh през 2024 г.

Относителният дял на собствените нужди от електрическа енергия и загубите от трансформация се очаква да бъде средно 14,8% за планирания период.

Планираните средни специфични разходи на условно гориво за производство на топлинна и електрическа енергия за периода са съответно 132,79 kg/MWh и 168,44 g/kWh и са значително по-различни от специфичните разходи за отчетения период. Намалението на brutния специфичен разход за производство на електрическа енергия се дължи на планирането за въвеждане в работа на нови високоефективни ко-генерационни мощности, докато увеличението на brutния специфичен разход за производство на топлинна енергия се дължи на прогнозираното въвеждане в работа на прилежащите котли утилизатори към газо-турбинните модули за комбинирано производство, които котли се характеризират с по-нисък топлинен КПД.

II.3. Ремонтна програма за периода 2020 г. – 2024 г.

Ремонтната програма на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 2020 - 2024 г. е изготвена след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносните мрежи за осигуряване на надеждност на системата и

качествено топлоснабдяване на гр. София. Планираните средства за ремонт в топлоизточниците са насочени основно за поддържане на основните и спомагателни агрегати и съоръжения, с цел постигане на сигурна, надеждна и ефективна работа.

В таблица № 9 са показани разходите по ремонтната програма за периода на новия бизнес план, разпределени на разходи за ремонти в централите, разходи за ТПМ, разходи във ВОЦ и в други обекти на дружеството.

Таблица № 9

РЕМОНТНА ПРОГРАМА на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г., ХИЛ. ЛВ.						
	година от бизнес плана					ОБЩО за периода
Направление	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
Топлоизточници	4 465	4 730	4 878	4 985	5 298	24 356
Топлопреносни мрежи и АС	2 550	2 283	2 366	2 361	2 412	11 972
ВОЦ	385	300	315	299	316	1 615
Други	280	227	255	250	302	1 314
Общо:	7 680	7 540	7 814	7 895	8 328	39 257

Общият прогнозен размер на разходите за ремонти за периода 2020-2024 г. възлиза в размер на **39 257 хил. лв.** в т. ч. **24 356 хил. лв.** за топлоизточниците, **11 972 хил. лв.** за ремонтни дейности по топлопреносната мрежа и абонатните станции, **1 615 хил. лв.** за ВОЦ и **1 314 хил. лв.** за други ремонтни дейности.

„Топлофикация София“ ЕАД е представило подробен опис на планираните ремонтни дейности, представен по топлорайони, който включва: различни видове обследвания, профилактики и ревизии, основни и текущи ремонти на: турбогенератори, енергийни и водогрейни котли, подмяна на части и елементи от производствените съоръжения, ремонти по топлопреносната система, абонатните станции и други.

II.4. Социална програма за периода 2020 г. – 2024 г.

Като социално отговорно, дружеството има подписан Колективен трудов договор (КТД) с всички синдикални организации, внесли общ проект – НСФЕБ към КНСБ, СЕБ и СС ФЕ „Подкрепа“, който е регистриран в Инспекцията по труда, и важи до 31.08.2020 г. с възможност за продължаване за нов 2 годишен период чрез подписване на допълнителни споразумения между страните.

Съгласно приложимата нормативна уредба част от дейностите в социалната програма се отнасят финансово до Фонд „Социално-битовото и културно обслужване“ (СБКО), чиито средства са функция на средствата за работни заплати в дружеството, съгласно договореностите в КТД, Кодекса на труда и решенията на Общото събрание на служителите в „Топлофикация София“ ЕАД.

Значимо място в социалната програма заема дейността „Почивно дело“. Дружеството притежава почивни бази в с. Искрец, гр. Приморско и гр. Ахтопол, които могат да се използват за отдых и почивка от служители на дружеството. Статута на базата за краткотраен отдых в Кокаляне е променен в база за обучения, като по този начин финансирането на обекта е извън фонд СБКО.

Разходите, свързани с дейността „Почивно дело“ не се включват в състава на предложените за утвърждаване цени на топлинната и електрическата енергия.

В таблица № 10 са посочени социалните дейности с техните прогнозни годишни стойности, като общият прогнозен размер през периода 2020 г. – 2024 г. възлиза в размер на **60 257 192 лв.** Социалните дейности включват: разходи за битови нужди – ежемесечно плащане към трудовото възнаграждение, еднократни начисления за празници – Великден, Коледа, Ден на енергетика, за спортна дейност (вътрешни и външни турнири, игри, състезания), помощи, разпределяни съгласно Вътрешни правила в дружеството, допълнително здравно осигуряване и други.

Таблица № 10

в лева

ВИД СОЦИАЛНА ДЕЙНОСТ	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Битови нужди	8 935 792	8 810 600	8 810 600	8 810 600	8 810 600
За Великден	474 000	444 000	444 000	444 000	444 000
За почивка на персонала	948 000	888 000	888 000	888 000	888 000
За деня на енергетика	426 600	399 600	399 600	399 600	399 600
За Коледа	444 000	444 000	444 000	444 000	444 000
За почивни станции	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000
За спортна дейност	24 000	24 000	24 000	24 000	24 000
Помощи	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
Други разходи	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000
Допълнително здравно застраховане	547 800	532 800	532 800	532 800	532 800
ОБЩО	12 257 192	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000

III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

„Топлофикация София“ ЕАД е представило прогнозни финансови отчети за периода 2020 г. - 2024 г. от които е видно, че от 2021 г., финансовия резултат е положителен при очаквана загуба за 2019 г. от 96 420 хил. лв. и прогнозирана загуба за 2020 г. в размер на 59 290 хил. лв.

Очакваните за 2019 г. и прогнозните за периода на бизнес плана финансови резултати са представени в таблица № 11.

№	Показатели	мярка	Предвари-телен отчет за 2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Нетни приходи от продажби	хил. лв.	471 446	533 404	578 088	623 366	713 849	774 665
1.1.	- от топлинна енергия	хил. лв.	326 716	357 715	379 672	389 356	402 094	400 552
1.2.	- от електрическа енергия	хил. лв.	144 730	175 690	198 416	234 011	311 756	374 113
2.	Други приходи	хил. лв.	32 596	24 905	27 207	29 506	33 739	34 344
3.	Капитализирани разходи за придобиване на активи	хил. лв.	196	200	500	500	500	500
4.	Общо приходи	хил. лв.	504 238	558 509	605 795	653 372	748 088	809 509
5.	Разходи по икономически елементи	хил. лв.	600 423	617 577	594 616	623 550	697 088	755 687
5.1.	разходи за материали	хил. лв.	359 090	349 103	316 289	328 459	375399	411 374
5.1.1.	в т. ч. природен газ	хил. лв.	338 393	327 057	293 223	305 713	347 615	373 547
5.2.	разходи за външни услуги	хил. лв.	25 432	27 434	24 818	25 413	26 024	26 856
5.3.	разходи за амортизации	хил. лв.	43 586	49 387	50 550	56 055	71 317	81 204
5.4.	разходи за персонала	хил. лв.	66 379	71 655	71 514	72 042	74328	76 087
5.5.	Разходи за обезценка на активи	хил. лв.	26	11 000	11 000	10 000	9 000	8 000
5.6.	Други разходи	хил. лв.	105 910	108 998	120 445	131 581	141 020	152 166
5.6.1	В т. ч. за покупка на квоти	хил. лв.	57 177	61 670	69 430	80 257	88 787	99 736
6.	Нетни финансови приходи (разходи)	хил. лв.	235	222	3 092	11 281	20231	21820
7.	Общо разходи	хил. лв.	600 658	617 799	597 708	634 831	717 326	777 513
8.	Счетоводна печалба	хил. лв.	-96 420	-59 290	8 087	18 541	30 762	31 996
9.	<i>Собствен Капитал /Дълготрайни активи- коефициент за покритие на дълготрайните активи със собствен капитал</i>		0,29	0,23	0,21	0,19	0,18	0,21
10.	<i>Краткотрайни активи/Краткосрочни пасиви-коефициент на обща ликвидност</i>		1,08	0,78	0,89	1,01	0,83	0,95
11.	<i>Собствен капитал/Дългосрочни пасиви плюс краткосрочни пасиви- коефициент на финансова независимост</i>		0,30	0,22	0,20	0,19	0,19	0,22

По предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. общите приходи, включват 93% приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и 7% други приходи. Приходите от продажби на електрическа и топлинна енергия бележат ръст с 14,3% спрямо предходната година, докато общите разходи са увеличени с 28%, вследствие на ръста на разходите за горива. Тази тенденция е налице и при търговските вземания, които към края на 2019 г. са увеличени с 7%, спрямо предходната година.

Нетекущите и текущи пасиви през 2019 г. също бележат ръст на 951 895 хил. лв. от

862 729 хил. лв. за 2018 г. Нетекущите търговски задължения са вследствие на остатък от главници по споразумения № 71 от 2015 г. и № 26 от 2019 г с „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД), а текущите търговски задължения са задължения за доставен природен газ, покупка на емисии и към други доставчици на материали, стоки и услуги.

Финансовите показатели, изчислени на база балансова структура към 31.12.2019 г. определят, че дружеството е с добра обща ликвидност, но собственият капитал е в размер който не дава възможност да обезпечи изпълнението на инвестиционната програма изцяло със собствени средства, както и да покрие със собствен капитал финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2019 г. е 23% собствен и 77% привлечен капитал, а в края на 2018 г. е 21% собствен и 99% привлечен капитал.

Прогнозни финансови резултати

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

1.1. Приходи

Прогнозираните приходи за периода на бизнес плана са определени на база на предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и ценови нива на електрическа и топлинна енергия, като прогнозата за първото шестмесечие на 2020 г. е при цени, съгласно Решение № Ц -18 от 01.07.2019 г. на КЕВР, а за второто шестмесечие на 2020 г. е отчетено започването на новия регулаторен период, като в цените на топлинната и електрическа енергия е включен, пълния размер на разходите за амортизации, CO₂ квоти и персонал.

Прогнозата на разходите за горива е при цена на природния газ в размер на 44,04 лв./MWh в сила от 01.01.2020 г., утвърдена с Решение № Ц-01 от 01.01.2020 г. и цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, приети с решение по т. 1 от протокол № 359 от 31.05.2019 г. на Управителния съвет на „Булгаргаз“ ЕАД. През 2020 г. дружеството стартира участие на платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. Икономията от излизането на борсовия пазар за търговия с природен газ по предварителни данни е остойностена в бизнес плана за 2020 г. в размер на около 8,5 млн. лв.

Бизнес планът за периода 2020 г. - 2024 г. е приет от Управителния съвет на „Топлофикация София“ ЕАД с решение по протокол № 12 от 20.02.2020 г., като намалението цената на природния газ от 05.08.2019 г. не е отразено, тъй като е подписано Допълнение № 13 от 2 март 2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15 ноември 2012 г. между ООО „Газпром Експорт“ и „Булгаргаз“ ЕАД.

В прогнозата за 2020 г. е отчетен завършилият успешно на 31.12.2019 г. първи търг за продажба на електрическа енергия на „Българската независима енергийна борса“. Дружеството е сключило договор за продажба на 43 670 MWh електрическа енергия по цена 99,23 лв./MWh за периода 01.01.2020 г. – 30.06.2020 г., като ще реализира приходи в размер на 4,33 млн. лв.

Дружеството заявява, че прогнозата за периода 2021 г.-2024 г. е изготвена при оптимален размер на разчетените разходи, отчитане на планираните инвестиции в нови производствени мощности и развитие на топлопреносната мрежа. В цената на топлинната енергия е отчетено нивото на прогнозната инфлация за периода (2%), което определя плавно покачване на цената до 2024 г. Дружеството е отчетло прогнозирания темп на нарастване на доходите в гр. София, който изпреварва инфлацията, от което следва да се подобри социалната поносимост на цената на топлинната енергия.

Прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за целите на бизнес плана е запазена в размер на 102,00 лв./MWh, останалото изменение на ценообразуващите елементи е отразено в премията от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (СЕС), която след покачването през 2021 г. бележи постепенен спад в резултат на поэтапното въвеждане в експлоатация на планираните инвестиции.

Предвид тенденцията пазарът на природен газ да бъде либерализиран, с конкуренция и диверсификация на източниците, при изготвянето на прогнозните разходи

за природен газ за периода 2021 г. – 2024 г. е предвидено намаляване на средната цена за покупка на основно гориво до ниво от 35,68 лв./MWh (без ДДС, акциз и мрежови услуги).

Приходи от електрическа енергия

От направения анализ е видно, че прогнозираните приходи от продажба на електрическа енергия се увеличават от 175 690 хил. лв. за 2020 г. на 374 113 хил. лв. през 2024 г. от прогнозираното увеличение на продажбите, вследствие на увеличеното производство на електрическа енергия. Прогнозираното увеличение е свързано с предвижданията на дружеството през разглеждания период да се включат в експлоатация новите, високоефективни електрогенериращи мощности.

Приходи от топлинна енергия

При прогнозиране на приходите от продажба на топлинна енергия са отчетени – въвеждането в експлоатация на когенериращите модули и инсталацията за оползотворяване на RDF, които ще доведат до значително подобряване на общата ефективност и икономия на гориво. За разглеждания период е прогнозирано приблизително еднакво годишно производство на топлинна енергия, но в резултат на прогнозираната динамика на цените, приходите от топлинна енергия плавно нарастват от 357 715 хил. лв. на 400 552 хил. лв.

Други приходи

В общата сума на приходите дружеството прогнозира други приходи, които в периода бележат ръст от 25 105 хил. лв. през 2020 г. до 34 844 хил. лв. през 2024 г., вследствие на увеличението на приходите от финансираня.

В състава си включват приходи от: лихви по просрочени плащания от клиенти на топлинна енергия; постъпления, предназначени за дейността на фирмите за дялово разпределение на топлинна енергия в сгради етажна собственост; лихви по просрочени плащания от клиенти на топлинна енергия и други.

1.2.Разходи

Разходите за периода на бизнес плана са съобразени с прогнозираната производствена програма, както и с предвидените за въвеждане нови съоръжения.

Дружеството е представило информация на разходите, разделени на условно-постоянни и променливи. От анализа е видно че в периода на бизнес плана променливите разходи – за горива, вода, консумативи и други, представляващи около 65% от общите разходи за дейността на дружеството, нарастват от 405 165 хил. лв. за 2020 г. на 505 307 хил. лв. за 2024 г.

Разходите за горива заемат основен дял в общите разходи и в периода на бизнес плана нарастват от 327 137 хил. лв. за 2020 г. на 373 659 хил. лв. за 2024 г., дължащо се на ръста на произведената електрическа енергия. В разходите за гориво е отразено очакваното въвеждане в експлоатация на инсталацията за оползотворяване на RDF в средата на 2023 г., с което се очаква спад в консумацията на природен газ, като в прогнозата е заложена нулева цена.

Разходите за квоти въглеродни емисии през периода на бизнес плана се увеличават от прогнозираното по-голямо производство и съответно разход на природен газ, както и предвиденото плавно покачване на цената, която е прогнозирана за 2020 г. 26,00 евро/тон и 32,00 евро/тон през 2024 г. Квотите за закупуване са прогнозирани, както следва: 2020 г. – 1 189 862 t; 2021 г. – 1 314 780 t; 2022 г. – 1 367 824 t; 2023 г. – 1 513 209 t и за 2024 г. 1 593 565 t. Поради по-високата ефективност на новите съоръжения и изместване от производството на съоръжения с по-ниска ефективност, както и използването на RDF гориво, което не влиза в схемата за търговия с емисии, прогнозираните квоти не са завишени пропорционално спрямо повишеното производство.

Разходите за купена електрическа енергия в периода на бизнес плана бележат спад от 9 618 хил. лв. за 2020 г. на 4 775 хил. лв. 2024 г., вследствие въвеждане на ко-генерационните инсталации в три отоплителни централи.

Разходите за вода (промишлена, питейна и от собствен водоизточник) са определени на база прогнозирани количества и цени на „Софийска вода“ АД, действащи

към 01.01.2020 г., които в годините намаляват.

Другите променливи разходи в разглеждания период нарастват значително в резултат на новите мощности и свързаните с тях променливи разходи. В състава им влизат разходи за химикали и реагенти, разходи за консумативи и депониране на пепел от инсталацията за оползотворяване на RDF и други.

Условно-постоянните разходи се увеличават от 212 413 хил. лв. на 250 381 хил. лв. основно от ръста в разходите за амортизации. Разходите за амортизации нарастват от въведени нови активи в резултат на изпълнение на инвестиционната програма.

Разходите за персонала в периода плавно нарастват, предвид условията на устойчиво нарастващи доходи в страната през последните години и съгласно очакванията за развитието на човешките ресурси в дружеството, а осигуровките са на база действащата към момента нормативна база.

2. Прогноза за активи и пасиви

Прогнозата е дълготрайните активи да нарастват от 970 476 хил. лв. за 2020 г. на 1 504 208 хил. лв. за 2024 г. в резултат на въведени в експлоатация активи от изпълнение на инвестиционните мероприятия. Елементите на краткотрайните активи са с тенденция на постепенно намаляване от 266 897 хил. лв. за 2020 г. на 245 828 хил. лв. за 2024 г. Прогнозираната от дружеството средна събираемост на вземанията от потребителите на топлинна енергия за периода 2020 г.-2024 г. е както следва: 2020 г. - 90%; 2021 г. - 91%; 2022 г. - 91%; 2023 г. - 92% и 2024 г. - 93%.

Прогнозираната събираемост на вземанията от електрическа енергия за периода на бизнес плана е 100%.

2.1 Прогнозна структура на капитала

По отношение на капиталовата структура, прогнозата е поетапно увеличаване на сумата на собствения капитал от 226 449 хил. лв. за 2020 г. на 315 836 хил. лв. през 2024 г., вследствие на нарастващата доходност и преоценката на имоти, машини и съоръжения в отчета към 31.12.2019 г.

Дългосрочните пасиви (задължения) са с тенденция на увеличение от 670 348 хил. лв. за 2020 г. на 1 175 305 хил. лв. за 2024 г. в резултат на ръст на задълженията по заеми, независимо намалените дългосрочни нетекущи търговски задължения. В дългосрочната част на заемите са включени банковите заеми необходими за обезпечение изпълнението на планираните инвестиционни програми, както следва:

Заем в размер на 131 041 хил. лв. за изграждане на Инсталацията за оползотворяване на RDF в партньорство със Столична община;

Инвестиционен кредит за изграждане на когенерационни инсталации в общ размер на 361 460 хил. лв.

Инвестиционен кредит за изграждане на ТГ-3 в ТЕЦ „София изток“ и изграждане на ЕК-7 в ТЕЦ „София“ в прогнозен размер на 50 744 хил. лв.

Краткосрочните пасиви намаляват от 340 576 хил. лв. за 2020 г. на 258 896 хил. лв. за 2024 г. вследствие на намалените текущи търговски задължения.

Дружеството прогнозира в текущите пасиви безвъзмездно предоставени средства по програми в размер на 5 024 хил. лв. за 2020 г. и с ръст в периода до 27 610 хил. лв. за 2024 г.

Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

Общо инвестиционните разходи на дружеството за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г. са 831 294 хил. лв., разпределени по години, както следва: 2020 г. - 121 687 хил. лв.; 2021 г. - 211 170 хил. лв.; 2022 г. - 346 692 хил. лв.; 2023 г. - 132 376 хил. лв. и 2024 г. - 19 367 хил. лв.

Финансовото обезпечение на инвестиционната програма ще бъде със собствени средства, инвестиционни кредити, с осигурените на този етап средства за безвъзмездно финансово подпомагане, отпуснати по международен фонд „Козлодуй“, както и със средства, предвидени по изпълнение на заложените задачи в утвърдения от Министерство на енергетиката план за Дерогация по Директива 2018-410 и ОП „Околна среда“.

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

Изказвания по т.4.:

Докладва Р. Наков. Административното производство е образувано по заявление от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г. По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката, одобреният от КЕВР бизнес план е неразделна част от лицензиите и се оформя като приложение към тях, което периодично се актуализира. Всеки следващ бизнес план се представя от лицензиантите за одобряване не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план. Предходния бизнес план е за периода от 2015 г. до 2019 г. включително и е одобрен е решение на Комисията от 21.01.2015 г. Във връзка с необходимост от преглед и анализ на изпълнението на програмите от предходния бизнес план на дружеството, в по т. I от доклада е представен отчет за изпълнение на бизнес план за периода 2015 г. – 2019 г. Предвид гореизложеното в т. I , може да се направи обобщение относно резултатите, които дружеството отчита:

- Инвестиционни програми – извършени са инвестиции на обща стойност 163 832 хил. лв., при планирани за периода 496 269 хил. лв. или изпълнението е 33,00%;

- Производствена програма – намаление с около 26% на производството на електрическа енергия, намаление на собствените нужди от електрическа и топлинна енергия, намаление на закупената електрическа енергия. Произведената топлинна енергия през отчетния период е с 2% по-малко от планираната и е в размер на 23 382 000 MWh. Технологичните разходи при преноса са с около 10% повече от планираните;

- Ремонтни програми – извършени са ремонтни дейности на обща стойност 23 727 хил. лв., при планирани за периода 39 178 хил. лв. или изпълнението е 61,00%;

- Социална програма – изпълнението за всяка година от бизнес плана за отделните социални разходи е различно, като общо за периода изпълнението е над 90%.

Представеният от „Топлофикация София“ ЕАД бизнес план за периода 2020-2024 г. е приет от Управителния съвет на „Топлофикация София“ ЕАД с решение по Протокол № 12 от 20.02.2020 г. по т. 4, като данните, които са използвани при изготвянето на новия бизнес план са били известни на дружеството преди тази дата. Следва да се отбележи, че бизнес планът е представен за одобрение и от Столичен общински съвет, като е изготвен доклад от 02.07.2020 г., който предстои да бъде приет от СОС.

Инвестиционната програма за периода 2020 г. – 2024 г. е подробно представена от дружеството. Основните проекти, които се предвижда да бъдат изградени през бъдещия период включват изграждането на инсталация за оползотворяване на RDF, както и изграждане на ко-генерационни модули, въвеждането на 5 газови турбини с обща електрическа мощност от 223,9 MW_e, 3 броя парни турбини и 5 газобутални двигателя в различните централи. В Таблица № 7 от доклада са представени планираните инвестиционни дейности с техните прогнозни годишни стойности за периода 2020-2024 г. Общата стойност на инвестициите възлиза в размер на 831,294 хил. лв.

Основните технико-икономически показатели по производствената програма са представени в Таблица № 8 от доклада.

Обобщение на планираните средства за ремонтната програма са представени в Таблица № 9. Общият прогнозен размер на разходите за ремонти възлиза в размер на 39 257 хил. лв. в т. ч. 24 356 хил. лв. за топлоизточниците, 11 972 хил. лв. за ремонтни дейности по топлопреносната мрежа и абонатните станции, 1 615 хил. лв. за ВОЦ и 1 314 хил. лв. за други ремонтни дейности.

Обобщение на социалните разходи е представено в Таблица № 10. Дружеството планира за целия период 2020 г. – 2024 г. средствата за социални дейности да бъдат в размер на 60 257 192 лв.

Ц. Камбурова представи финансовите аспекти на доклада. Към бизнес плана дружеството е представило годишни прогнозни финансови отчети за периода на бизнес плана 2020-2024 г. Конкретните финансови резултати са посочени в Таблица № 11, за да се види развитието в периода на бизнес плана. Дружеството прогнозира ръст на дълготрайните активи, предвид изпълнение на инвестиционните мероприятия по инвестиционната програма; подобрене на коефициента за събираемост, в резултат на което намаляват вземанията за периода. Инвестиционната програма е за 831 млн. лв. Представено е разпределение по години. Финансовото обезпечение на инвестиционната програма ще бъде със собствени средства, инвестиционни кредити, осигурените на този етап средства за безвъзмездно финансово, отпуснати по международен фонд „Козлодуй“, както и със средства, предвидени по изпълнение на заложените задачи в утвърдения от Министерство на енергетиката план за Дерогация. От така направените констатации следва, че заложените прогнозни финансови резултати от дейността за всяка година на бизнес плана определят положителни тенденции относно финансовото развитие на трите лицензионни дейности. Във връзка с изложеното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да насрочи открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката за разглеждане на представения бизнес план;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация „Топлофикация София“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
4. Датата и часът на откритото заседание по т. 2 и докладът по т. 1 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

Е. Харитоновка каза, че на 01.07.2020 г. Комисията се е произнесла относно цените на „Топлофикация София“ ЕАД. Това означава, че тогава КЕВР е знаела, че дружеството има 33% изпълнение на инвестиционната програма. Отражено ли е това неизпълнение в цените на „Топлофикация София“ ЕАД?

И. Александров отговори, че според метода на регулиране норма на възвръщаемост на капитала активите на дружеството се вземат предвид към 31.12.2019 г. Всички инвестиции, които към момента са актувани в книгата и в баланса на дружеството да взети под внимание и са подложени и на амортизация. Методът на регулиране предвижда такъв режим. При друг режим част от инвестиции биха се включили авансово в цените, които следващата година се актуализират според изпълнението или неизпълнението.

Е. Харитоновка каза, че това е ясно, но за периода 2015-2019 г. инвестициите са 30%.

И. Александров каза, че се включват направените инвестиции.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание на 22.07.2020 г. от 10:35 часа.

Във връзка с изложеното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-606 от 13.07.2020 г. относно заявление към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 12.03.2020 г. от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:35 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Топлофикация София“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-604 от 13.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец август на 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдителите и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Булгаргаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:05 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Булгартрансгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение;

2. Приема проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:10 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Булгартрансгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 22.07.2020 г. от 10:15 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-606 от 13.07.2020 г. относно заявление към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 12.03.2020 г. от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 22.07.2020 г. от 10:35 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране.

4. За пряко и виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Топлофикация София“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-604 от 13.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-38#1 от 10.07.2020 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец август на 2020 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдителите и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на

необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-606 от 13.07.2020 г. относно заявление към вх. № Е-ЗЛР-ПД-83 от 12.03.2020 г. от „Топлофикация София“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(А. Йорданов)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(Н. Косев - главен експерт)