



## ПРОТОКОЛ

№ 237

София, 23.12.2019 година

Днес, 23.12.2019 г. от 10:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и Юлиан Митев – за главен секретар – съгласно Заповед № 1177/04.12.2019 г. (без право на глас).

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, 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-874 от 18.12.2019 г. и проект на решение относно заявление от одобряване на бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г.

Работна група: Агапина Иванова; Ремзия Тахир,  
Диана Николкова, Снежана Станкова, Сирма Денчева

2. Доклад с вх. № Е-Дк-873 от 18.12.2019 г. и проект на решение относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

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

3. Доклад с вх. № Е-Дк-875 от 18.12.2019 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-57-33 от 30.09.2019 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за одобряване на бизнес планове за лицензионните територии на дружеството за периода

2020 – 2024 г.

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

4. Доклад и проект на решение относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

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

5. Проект на решение относно одобряване на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,  
Радослав Наков, Петя Георгиева

6. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-55-6 от 27.09.2019 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,  
Радослав Наков, Петя Георгиева

7. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-11-16 от 01.10.2019 г. от „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,  
Радослав Наков, Петя Георгиева

8. Проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

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

**По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Севлиевогаз-2000“ АД заявление за одобряване на бизнес план за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г. и доклад с вх. № Е-Дк-874 от 18.12.2019 г., установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-26-14 от 26.09.2019 г. от „Севлиевогаз-2000“ АД, с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-179 от 30.09.2019 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна, при отчитане на параметрите на заявление с вх. № Е-15-26-15 от 26.09.2019 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на заявлението и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) са установени непълноти, във връзка с което, с писмо с изх. № Е-15-26-14 от 03.10.2019 г. на КЕВР, от дружеството е изисквано да представи допълнителни данни и документи, които „Севлиевогаз-2000“ АД е представило с писмо с вх. № Е-15-26-14 от 15.10.2019 г.

**Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в**

**документите по административната преписка, се установи следното:**

„Севлиевогаз-2000“ АД е акционерно дружество с ЕИК 107063552, със седалище и адрес на управление: област Габрово, община Севлиево, гр. Севлиево 5400, ул. „Бор“ № 4. Дружеството се управлява и представлява от прокуриста Николай Генов Апостолов.

Размерът на капитала на „Севлиевогаз-2000“ АД е 1 875 072 лв. (един милион осемстотин седемдесет и пет хиляди и седемдесет и два) лв., разпределен в 1542 (хиляда петстотин четиридесет и два) бр. поименни обикновени акции с номинал от 1216 (хиляда двеста и шестнадесет) лв. Акционери в дружеството са: Община Севлиево – с 772 броя акции (50,06%) и „Идеал Стандарт Видима“ АД – със 770 броя акции (49,94%).

„Севлиевогаз-2000“ АД е с предмет на дейност: „Проектиране, изграждане и експлоатация на газоразпределителна мрежа в обекти и съоръжения на територията на община Севлиево и продажбата на природен газ и всички свързани с това дейности. Други дейности, незабранени със закон.“

„Севлиевогаз-2000“ АД е титуляр на лицензия № Л-172-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-172-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Севлиево със срок до 17.12.2039 г.

С Решение № БП-66 от 28.10.2015 г. на Комисията на „Севлиевогаз-2000“ АД е одобрен бизнес план за периода от 2015 г. до 2019 г. включително, за територията на община Севлиево.

„Севлиевогаз-2000“ АД е спазило срока по чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, съгласно който всеки следващ бизнес план лицензиантите представят за одобряване от Комисията не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

Задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, са регламентирани в чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

**Бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за периода 2020 – 2024 г.**

Бизнес планът на „Севлиевогаз-2000“ АД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация, са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и очакваното развитие на дейността на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

Изградената мрежа до края на 2018 г. е с дължина 133 115 м и обхваща територията на гр. Севлиево и на част от община Севлиево. Газорегулиращите пунктове към разпределителни газопроводи са 12 бр., а съоръженията към отклонения са 1812 бр. Към ГРМ са изградени и следните поддържащи съоръжения: система за катодна защита с 1 брой катодна станция; линейни кранови възли; газорегулиращи и замерни съоръжения, обслужващи отделните клиенти; 1 брой одорираща станция.

Към края на 2018 г. „Севлиевогаз-2000“ АД доставя природен газ на 5123 броя клиенти, от които 28 промишлени, 288 обществено-административни и търговски и 4807 битови клиенти. Общата консумация на природен газ е приблизително 236 хил. MWh, от която 174 хил. MWh е от промишлени клиенти, 18 хил. MWh - от обществено-административни и търговски и 43 хил. MWh - от битови клиенти.

**1. Инвестиционна програма**

Изградената мрежа към края на 2019 г. се очаква да е с дължина 138 хил. м, включваща разпределителни газопроводи и отклонения и обхваща територията на цялата община. През периода 2020 – 2024 г. се предвижда само доизграждането на съществуващата мрежа и на отклонения и съоръжения за присъединяване на нови клиенти.

Развитието на ГРМ на територията на община Севлиево и достигането на нови райони за газифициране е, както следва:

- 2020 г. - развитие на ГРМ на територията на с. Горна Росица и с. Градница;

развитие на отклоненията към ГРМ на територията на гр. Севлиево.

- 2021 г. - развитие на ГРМ на територията на гр. Севлиево – I и II етап; развитие на отклоненията към ГРМ на територията на гр. Севлиево.
- 2022 г. - развитие на ГРМ на територията на вилна зона Хоталич; развитие на отклоненията към ГРМ на територията на гр. Севлиево.
- 2023 г. - развитие на ГРМ на територията на гр. Севлиево – III етап; развитие на отклоненията към ГРМ на територията на гр. Севлиево.
- 2024 г. - развитие на ГРМ на територията на гр. Севлиево – IV етап; развитие на отклоненията към ГРМ на територията на гр. Севлиево.

„Севлиевогаз-2000“ АД предвижда за периода изграждането на нови 31 хил. м ГРМ, от които 27,9 хил. м разпределителни газопроводи и 3,4 хил. м отклонения предимно към битови клиенти и 360 бр. съоръжения за присъединяване на административни и битови клиенти.

Общата стойност на инвестиционната програма за дейността „разпределение на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 1625 хил. лв. За дейността снабдяване с природен газ през разглеждания период не се предвиждат повече инвестиции.

Прогнозните инвестиции и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години на територията на община Севлиево са посочени в Таблица № 1:

Таблица № 1

Параметър	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо за периода:
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	168	221	415	281	297	1382
	м	3335	5186	9012	6816	6902	31 251
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	61	54	40	40	47	242
	брой	91	81	61	61	71	365
Общо:	хил. лв.	229	274	456	321	344	1625

## 2. Производствена програма

„Севлиевогаз-2000“ АД е разработило производствената си програма въз основа на средносрочна прогноза, съобразена с тенденциите на пазара. Като основни фактори, определящи пазара, дружеството е посочило: нуждите на клиентите, равнището на доходите на потенциалните клиенти, влиянието на общите икономически тенденции и прогнозите за икономическото развитие на община Севлиево.

Заявителят посочва, че производствената програма е обвързана с данните от предходни периоди за потребление на природен газ и прогнозните такива количества. Промисленият и обществено-административният сектор е газифициран на 100%, а битовата газификация обхваща реално около 70% от потенциалните клиенти. Потреблението за групата на битовите клиенти е определено въз основа на концепция за присъединяване към ГРМ с плавно нарастваща активност на клиентите. Отчетени са и значителният интерес и активност на потенциалните клиенти на дружеството към изпълнявания от Министерство на енергетиката проект „Мерки за енергийна ефективност при крайните потребители на природен газ чрез газоразпределителните дружества в България“ (проект DESIREE GAS), който се финансира от Международен фонд „Козлодуй“.

Видно от представената производствена програма, в края на петгодишния период се очаква годишната консумация на природен газ в община Севлиево да достигне 240 630 MW/h/г., реализирана от 5725 бр. клиенти.

Прогнозната консумация на природен газ по групи клиенти за периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 2:

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	MW/h/г.	172 392	172 392	172 392	172 392	172 392
ОА и търговски	MW/h/г.	18 836	19 086	19 337	19 587	19 837

<b>Битови</b>	MW/h/г.	45 162	45 971	46 781	47 591	48 400
<b>Общо:</b>	MW/h/г.	<b>236 390</b>	<b>237 450</b>	<b>238 510</b>	<b>239 570</b>	<b>240 630</b>

Броят на клиентите по групи с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в Таблица № 3:

*Таблица № 3*

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Промислени</b>	брой	28	28	28	28	28
<b>ОА и търговски</b>	брой	301	305	309	313	317
<b>Битови</b>	брой	5020	5110	5200	5290	5380
<b>Общо:</b>	<b>брой</b>	<b>5349</b>	<b>5443</b>	<b>5537</b>	<b>5631</b>	<b>5725</b>

В края на петгодишния период се предвижда броят на присъединените клиенти да достигне 5725 бр., от които 28 бр. промишлени, 317 бр. обществено-административни и търговски клиенти и 5380 бр. битови клиенти.

### **3. Ремонтна програма**

„Севлиевогаз-2000“ АД заявява, че основна цел в програмата е осигуряване на непрекъснато, безопасно и безаварийно функциониране на ГРМ, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ при спазване на изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на гражданите. В тази връзка дружеството е разработило програма, която включва всички ремонтни работи и периодични проверки, които следва да се извършват на съоръженията и елементите от ГРМ на територията на община Севлиево. Посочени са дейностите, извършвани по отношение на: газопроводите от ГРМ, системата за катодна защита, съоръженията и инсталациите, разходомерните системи, аварийната готовност и газова безопасност, работата с клиенти. За осигуряване безопасността и сигурността на мрежата е предвидено да се изпълняват следните видове дейности:

*Профилактични проверки на подземните газопроводи:* извършване на обход, при който се следи за състоянието на: трасето на газопровода; трайните знаци по трасето; контролно-измервателните колонки от електрохимичната защита на металните участъци от газопроводите; предупредителните надписи и табели на газопроводите; извършване проверка в зоната над трасето за евентуални пропуски на газ; за евентуална загазеност на всички контролни тръби на газопровода, както и случайно избрани шахти и кладенци, стопанисвани от други дружества, свързани с инфраструктурата на града – канализационни, водопроводни, съобщителни, електро и др., както и сутеренните помещения на всички сгради, разположени на разстояние до 10 метра от двете страни на газопровода.

*Одорираща станция:* ежедневно измерване на степента на одориране на природния газ, което се документира със записи. Ежеседмично измерване на степента на одориране в крайните точки на общинската ГРМ и водене записи на измерванията. При необходимост се извършва настройка на одориращата станция.

*Профилактични проверки на надземните газопроводи:* извършване на обход на съответния участък, при който се следи за състоянието на: основния тръбопровод и носещите конструкции; заземителите и електрическите връзки към тях; предупредителните надписи и табели на газопроводите; проверка чрез преносим газсигнализатор на зоната около трасето за евентуални пропуски на газ.

*Профилактични проверки на наляганията в различни точки от ГРМ:* извършват се с манометър с клас на точност не по-нисък от 0,5.

*Профилактични проверки на монтираната арматура и съоръжения:* обхождане на крановите възли с цел следене състоянието на: шкафове, заключващите механизми, предпазните огради и предупредителните надписи и табели; наличие на корозия и нужда от повторно боядисване на заземителите и на електрическите връзки към тях; проверка за

загазеност в шахтите и шкафовете на крановите възли; извършване на проверка за пропуски по всички фланцови и резбови съединения.

*Профилактични проверки на потенциалите в контролните точки от електро химическа защита (ЕХЗ) на металните участъци на ГРМ:* измерване на потенциалите на всички контролни точки от ЕХЗ на металните газопроводи съгласно съответните проекти. Проверките се извършват ежемесечно от акредитирана изпитвателна лаборатория, съгласно сключен договор.

*Регулярни и профилактични проверки на разходомерите:* ежемесечно в последните пет дни от месеца се извършва отчитане на показанията на средства за търговско измерване (СТИ) на всички битови абонати. Показанията на СТИ на всички останали абонати на дружеството се отчитат на всяко първо число от месеца, следващ отчетния период. При извършването на тази дейност се прави оглед на монтираните СТИ. Данните от огледа се обобщават и се съставя график за нуждаещите се от обслужване СТИ. В съответствие с изискванията на Закона за измерванията, до края на петгодишния период се изготвя график за метрологична проверка на СТИ, собственост на дружеството и подлежащи на такава през текущите години.

*Регулярни и профилактични проверки на техническото оборудване, необходимо за извършване на обслужване и аварийно-възстановителни работи по ГРМ:* всички автомобили, инструменти и средства за комуникация, служещи за извършване на описаните по-горе дейности, се поддържат в постоянна изправност, като регулярно се следи за подмяната на консумативи и за извършването при необходимост на технически прегледи.

#### **4. Социална програма**

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала от ефективно реализиране на бизнеса; създаване на предпоставки за поддържане на приемлив жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на социалния статус на компанията; привличане на висококвалифицирани сътрудници.

„Севлиевогаз-2000“ АД предвижда да осъществява социалната си програма чрез следните дейности: осигуряване на средства за храна под формата на ваучери; средства за спорт, отдих и туризъм; медицинско обслужване на служителите; периодично провеждане на курсове за повишаване на квалификацията.

Заявителят предвижда продължаващото газифициране и развитието на дейността на дружеството да има социално-икономическо влияние върху населението на територията на общината в следните аспекти:

- *социален аспект* – запазване на работните места в процеса на експлоатацията на газоразпределителната система, липса на безработица при висококвалифицираните специалисти, подобряване условията на труд и намаляване на разходите за отопление;

- *екологичен аспект* – постигнатата замяна на твърдите и течните горива с природен газ ще запази достигнатото чувствително намаляване замърсяването на околната среда и подобряване на качеството на атмосферния въздух.

#### **5. Прогнозна структура и обем на разходите**

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите са формирани за периода на бизнес плана при цени към момента на изготвянето му въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са дадени общо за двете дейности. В тази връзка следва да се има предвид, че в заявление с вх. № Е-15-26-15 от 26.09.2019 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-26-15 от 15.10.2019 г., с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г., в съответствие с 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.

Влияние върху стойността на разходите оказват: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на ГРМ и други дълготрайни активи, необходими за извършването на лицензионните дейности; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и съоръженията и за обслужване на клиентите.

*Разходите за дейността „разпределение на природен газ“* представляват 91% от общия обем разходи. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията на ГРМ, и променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ са посочени в Таблица № 4:

Таблица № 4

Разходи по елементи (хил. лв.)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:</b>	1405	1483	1576	1624	1502
Разходи за материали	168	173	180	185	191
Разходи за външни услуги	312	315	323	327	333
Разходи за амортизации	314	333	355	331	128
Разходи за заплати и възнаграждения	447	492	541	596	655
Разходи за социални осигуровки	61	67	73	81	89
Други разходи	102	103	104	105	106
<b>Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ – ПР, в т.ч:</b>	14	14	15	15	15
Одорант	4	4	4	4	4
Материали за текущо поддържане	10	10	11	11	11
<b>Общо разходи за разпределение:</b>	<b>1419</b>	<b>1498</b>	<b>1591</b>	<b>1639</b>	<b>1517</b>

*Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“* представляват 9% от общите планирани разходи на дружеството през периода на бизнес плана. Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са посочени в Таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи по елементи (хил. лв.)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Условно-постоянни разходи за снабдяване</b>	<b>128</b>	<b>127</b>	<b>134</b>	<b>140</b>	<b>148</b>
Разходи за материали	3	3	3	3	3
Разходи за външни услуги	53	53	53	53	53
Разходи за амортизации	10	4	4	4	4
Разходи за заплати и възнаграждения	51	56	61	67	74
Разходи за социални осигуровки	11	12	12	13	14
Други разходи	10	10	10	10	10
<b>Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ – ПР, в т.ч:</b>	10	10	10	10	10
Материали за текущо поддържане	10	10	10	10	10
<b>Общо разходи за снабдяване:</b>	<b>138</b>	<b>137</b>	<b>144</b>	<b>150</b>	<b>158</b>

### 5.1. Условно-постоянни разходи

Условно-постоянните разходи обхващат следните основни елементи:

#### *Разходи за материали:*

- горива за автотранспорт, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2018 г. – 102 лв./км;
- работно облекло, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло – около 200 лв. на човек на година;
- канцеларски материали, прогнозирани според броя на персонала – 200 лв./човек годишно;
- материали за текущо поддържане, представляват разходи свързани със закупуване

на резервни части и материали, необходими за ремонти по линейната част от ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на изградените линейни участъци и съоръженията (приблизително 0,8% от стойността на линейните участъци и около 6% от стойността на съоръженията).

*Разходи за външни услуги включват:*

- разходи за застраховки за дейността „разпределение на природен газ“, които са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (1,2%), като включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“;

- разходи за данъци и такси, в т.ч. са прогнозирани лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на настоящият бизнес план;

- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, като са прогнозирани около 14-15 хил. лв. годишно за дейността „разпределение на природен газ“, и около 32 хил. лв. - за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“;

- разходи за абонаментното поддържане и аварийна готовност, включващи разходите за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията, одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в размер на 44 лв./годишно на километър изградена мрежа.

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ в размер на 385 лв./годишно на километър изградена мрежа;

- разходи за реклама и рекламни материали и развойна дейност, които включват изготвянето и периодичното излъчване на рекламни съобщения, а през новия период – и на рекламни клипове, по местните радио и телевизионни канали; периодични статии в местния печат; изготвяне и разпространение на рекламни листовки и брошури. Тези разходи са прогнозирани в размер на 12 хил. лв. годишно;

- разходи за проверка на уреди, определени в размер на средно по 3 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и битови клиенти, при съответната периодичност на проверките. Тези разходи са отнесени само към дейността „разпределение на природен газ“;

- експертни и одиторски разходи, прогнозирани като 1,5% от стойността на приходите на база отчетни данни;

- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за базовата година;

- други разходи - всички допълнително възникващи разходи за външни услуги, които не са включени в изброените пера.

*Разходи за амортизации,* които са изчислени по линеен метод на амортизация на базата на амортизационния срок на активите, определен от Комисията;

*Разходи за заплати и възнаграждения,* включват начислените работни заплати на целия персонал. Дружеството предвижда плавно увеличение на тези разходи, свързано с прогнозираното увеличение на МРЗ, средната работна заплата в отрасъла, както и на минималните осигурителни прагове;

*Разходи за социални осигуровки,* включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия.

*Социални разходи,* включват разходи за храна, медицинско обслужване и др., на персонала.

*Други разходи,* включват допълнителните разходи във връзка с административната дейност на дружеството. Това са основно транспортни разходи, командировки и обучения на персонала, охрана на труда, които са определени в зависимост от броя му.

В състава на условно-постоянните разходи не са включени разходи за загуби от



обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

## **5.2. Разходи, пряко зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ**

Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен и доставен природен газ и разходните норми на предприятието.

*Разходи за материали* – основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът. Този променлив разход е включен към дейността „разпределение на природен газ“. Разходите за одорант са прогнозираны и са в съответствие с разходната норма от 24 mg/MWh и прогнозните количества за реализация.

*Материали за текущо поддържане*, включват разходите за поддръжка на таблата и са прогнозираны в размер на 20 хил. лв. годишно.

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

За периода на бизнес плана дружеството планира капиталовата структура да е със 100% дял на собствения капитал. „Севлиевогаз-2000“ АД има акционерен капитал от 1875 хил. лв., който е инвестиран в газопроводни мрежи и други дълготрайни активи, свързани с дейността на дружеството. Източниците на средства за финансиране на проекта покриват инвестициите в газоразпределителни мрежи и съоръжения, необходими за осъществяването на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ. Инвестиции в други дълготрайни активи и нематериални активи през новия петгодишен период не са планирани.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на „Севлиевогаз-2000“ АД за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 6,92%, която е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 6,23% и при отчитане на данъчните задължения.

## **7. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Севлиевогаз-2000“ АД за периода 2020 – 2024 г.:**

„Севлиевогаз-2000“ АД е представило прогнозен отчет за 2019 г. за лицензионната територия, от който е видно, че общите приходи са в размер на 6067 хил. лв. и включват приходи от продажби на природен газ и приходи от услуги. Общите разходи са на стойност 6035 хил. лв. Разходите за материали са в размер на 184 хил. лв. Разходите за: амортизация са 333 хил. лв.; външни услуги - 362 хил. лв.; персонал - 493 хил. лв. Разходите за покупка на природен газ са в размер на 4564 хил. лв. Нетекущите активи са в размер на 2046 хил. лв., а текущите активи - в размер на 2187 хил. лв. Дружеството не предвижда дългосрочни задължения, а краткосрочните задължения са в размер на 279 хил. лв. Собственият капитал е в размер на 3932 хил. лв., образуван от акционерния капитал, от други резерви, натрупана и текуща печалба. Финансовият резултат за 2019 г. е прогнозиран като печалба в размер на 29 хил. лв. Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за 2019 г. е 1,92; коефициентът за общата ликвидност е 7,84, а коефициентът на финансова автономност е 14,09. Общото финансово състояние за 2019 г. може да се определи като *много добро*.

„Севлиевогаз-2000“ АД е представило прогнозни счетоводни баланси, отчет за приходи и разходи и прогнозен паричен поток за периода 2020 – 2024 г. За целия период на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира печалби в размер на: 242 хил. лв. за 2020 г.; 188 хил. лв. за 2021 г.; 115 хил. лв. за 2022 г.; 82 хил. лв. за 2023 г.; 201 хил. лв. за 2024 г.

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 6365 хил. лв. за 2020 г. на 6628 хил. лв. през 2024 г. Структурата на приходите за периода на бизнес плана включва приходи от продажби на природен газ на клиенти и приходи от услуги. Увеличението на общите приходи се дължи основно на увеличените приходи от продажба на природен газ, които нарастват от 6334 хил. лв. през 2020 г. на 6597 хил. лв. за 2024 г.

„Севлиевогаз-2000“ АД прогнозира общите разходи да се увеличат от 6096 хил. лв. за 2020 г. на 6405 хил. лв. за 2024 г. Основен дял в общите разходи за дейността са разходите за покупка на природен газ, които се прогнозира да се увеличат от 4540 хил. лв.

за 2020 г. до 4730 хил. лв. за 2024 г. Разходите за материали се увеличават от 195 хил. лв. за 2020 г. на 219 хил. лв. за 2024 г. Разходите за външни услуги нарастват от 365 хил. лв. през 2020 г. на 386 хил. лв. за 2024 г. Разходите за амортизации намаляват от 324 хил. лв. през 2020 г. на 132 хил. лв. през 2024 г. Разходите за възнаграждения и осигуровки се увеличават от 570 хил. лв. за 2020 г. на 832 хил. лв. за 2024 г., а други разходи от 102 хил. лв. през 2020 г. на 106 хил. лв. за 2024 г.

Дружеството прогнозира общите активи да нарастват от 4380 хил. лв. за 2020 г. до 5044 хил. лв. в края на периода, в резултат на увеличение на нетекущите и текущите активи. Дълготрайните активи се увеличават от 1626 хил. лв. през 2020 г. на 1869 хил. лв. през 2024 г., в резултат на увеличение на ДМА в частта съоръжения. Краткотрайните активи на дружеството се увеличат от 2728 хил. лв. за 2020 г. на 3149 хил. лв. за 2024 г., в резултат увеличаване на вземанията от клиенти и доставчици, парични средства и др. вземания.

За посочения период записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 1875 хил. лв. Други резерви са прогнозирани в размер на 1848 хил. лв. годишно през периода. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал от 3994 хил. лв. за 2020 г. на 4005 хил. лв. за 2024 г., вследствие на увеличение на натрупаната печалба. Дългосрочни задължения не се предвиждат за периода. Краткосрочните задължения се увеличат от 339 хил. лв. за 2020 г. на 990 хил. лв. за 2024 г., основно от увеличаване на задълженията към доставчици.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2020 – 2024 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от основната дейност. Плащанията за основната дейност са за трудови възнаграждения, на контрагенти, за данъци и други, а постъпленията - от търговски контрагенти. При инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани с покупка на дълготрайни активи. По отношение на финансовата дейност не са предвидени постъпления и плащания.

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

Отчетните и прогнозни 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				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	6365	6431	6497	6564	6628
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	6096	6223	6370	6473	6405
Счетоводна печалба (хил. лв.)	269	209	127	91	223
Финансов резултат (хил. лв.)	242	188	115	82	201
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	2,46	2,64	2,40	2,36	2,14
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	8,05	5,19	4,11	3,51	3,18
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	11,78	6,69	5,28	4,32	4,05

**Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Севлиевогаз-2000“ АД за периода 2020 – 2024 г.**

*Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал* от 2,46 за 2020 г. намалява на 2,14 за 2024 г., но остава над единица. Това е показател, че дружеството ще притежава достатъчно свободен собствен капитал да инвестира в нови дълготрайни активи.

*Коефициентът на обща ликвидност* намалява от 8,05 през 2020 г. на 3,18 през 2024 г., но остава над единица, което е индикатор, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

*Коефициентът на финансова автономност*, показващ степента на независимост

от използване на привлечени средства е 11,78 за 2020 г. и намалява на 4,05 за 2024 г., но остава над единица през целия период. Това означава, че дружеството ще притежава достатъчно собствен капитал за обезпечаване на финансовите си мероприятия.

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура показват, че финансово-икономическото състояние на „Севлиевогаз-2000“ АД за целия период на бизнес плана ще бъде *много добро*.

#### **8. Прогноза за цените на предоставяните услуги**

С Решение № Ц-40 от 30.11.2015 г. КЕВР е утвърдила на „Севлиевогаз-2000“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за продажба на природен газ на клиенти и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Севлиево за периода 2015 – 2019 г. включително.

Предвид изтичането на регулаторния период на цените „Севлиевогаз-2000“ АД е подало заявление с вх. № Е-15-26-15 от 26.09.2019 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-26-15 от 15.10.2019 г., с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г., които са предмет на разглеждане в отделно административно производство.

Предложените от „Севлиевогаз-2000“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево, са посочени в Таблица № 7:

*Таблица № 7*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
<b>Промислени:</b>		
до 50 000 MWh	10,57	0,63
над 50 000 MWh	2,18	-
<b>ОАТ</b>	14,15	0,85
<b>Битови</b>	14,58	3,17

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС и акциз.*

Цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Севлиево са посочени в Таблица № 8:

*Таблица № 8*

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./присъединяване)
<b>Промислени:</b>	
до 2110 MWh (200 м <sup>3</sup> /час)	6290
до 6335 MWh (600 м <sup>3</sup> /час)	7085
до 9505 MWh (900 м <sup>3</sup> /час)	7935
над 9505 MWh (900 м <sup>3</sup> /час)	8827
<b>ОАТ:</b>	
до 130 MWh (12 м <sup>3</sup> /час)	1504
до 425 MWh (40 м <sup>3</sup> /час)	1659
до 1055 MWh (100 м <sup>3</sup> /час)	2202
над 1055 MWh (100 м <sup>3</sup> /час)	3164
<b>Битови:</b>	
до 130 MWh (12 м <sup>3</sup> /час)	1229
до 425 MWh (40 м <sup>3</sup> /час)	1384
над 425 MWh (40 м <sup>3</sup> /час)	1928

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

„Севлиевогаз-2000“ АД посочва, че ще прилага ефективна ценова стратегия, най-съществените моменти в която са: поддържане на конкурентоспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; избягване на

стресирането на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време, както и осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на дейността.

#### **10. Определяне на области за повишаване на ефективността**

Дружеството предвижда повишаване на ефективността в производството, строителството и в маркетинга на услугата, а именно:

*В строителството:* прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптимално използване.

*В производството:* рационализиране на снабдяването; внедряване на дистанционно отчитане на разходите; повишаване производителността на труда чрез повишаване квалификацията и мотивацията на персонала; ефективна организация на експлоатационната дейност.

*В маркетинга на услугата:* внедряване на софтуер за база данни за клиентите и проследяващ процесите от: маркетингови проучвания; заявления за присъединявания; договори за присъединяване; изграждане на газопроводни отклонения с техните технически характеристики; договори за доставка на природен газ; въвеждане на данни за всеки един клиент; въвеждане на показания от разходомери на клиентите; справки за потребените количества природен газ от всеки клиент за предходен период от време (Billing System); повишаване квалификацията на персонала; редовна актуализация на сайта на дружеството.

***Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Севлиевогаз-2000“ АД в бизнес плана за периода 2020 – 2024 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Севлиево.***

Изказвания по т.1.:

Докладва Д. Николкова. „Севлиевогаз-2000“ АД е титуляр на лицензия за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Севлиево със срок до 17.12.2039 г. С решение от 2015 г. Комисията е одобрила бизнес план на дружеството за периода от 2015 г. до 2019 г. В т. I. от доклада е представено изпълнение на бизнес плана за този период. В т. II. е представено финансово-икономическо състояние на дружеството за периода 2016 – 2018 г. Въз основа на извършен анализ и на показателите, изчислени на база обща балансова структура, може да се направи извод, че финансово-икономическото състояние на „Севлиевогаз-2000“ АД е много добро през този период. В т. III. от доклада е представен бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за новия период 2020 – 2024 г. Дружеството е представило своята инвестиционна, производствена, ремонтна и социална програма. Относно инвестиционната програма дружеството планира изграждането на газоразпределителната мрежа да се извърши на четири етапа, които са подробно описани в доклада. Предвижда се изграждането на нови 31 000 м газоразпределителна мрежа. Общата стойност на инвестиционната програма за дейността „разпределение на природен газ“ за новия период е в размер на 1625 хил. лв. Видно от производствената програма, в края на петгодишния период се очаква годишната консумация на природен газ в община Севлиево да достигне 240 630 MW/h/г., реализирана от 5725 бр. клиенти. В доклада подробно са разписани и ремонтната и социалната програми. Прогнозна структура и обем на разходите са представени и за двете дейности поотделно. Относно прогнозната структура на капитала, размер и начин на финансиране. За периода на бизнес плана дружеството планира капиталовата структура да е със 100% дял на собствения капитал.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 6,92%, изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 6,23% и при отчитане на данъчните задължения. Относно финансово-икономическо състояние за новия период. Извършен е анализ на представените прогнозни финансови отчети, както и на очакваните стойности на показателите, които са изчислени на база обща балансова структура. Той показва, че финансово-икономическото състояние на дружеството за целия период на бизнес плана ще бъде много добро. Дружеството е представило и своята прогноза за цените на предоставяните услуги, за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи, както и за областите за повишаване на ефективността. Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложи от „Севлиевогаз-2000“ АД в бизнес плана за периода 2020 – 2024 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Севлиево. Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
  2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г.
- От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г.

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

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – 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.2.** Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-873 от 18.12.2019 г. и проект на решение относно **заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-26-15 от 26.09.2019 г. от „Севлиевогаз-2000“ АД, с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-180 от 30.09.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед и проучване на заявлението и приложенията към него за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-26-15 от 03.10.2019 г. е изискано „Севлиевогаз-2000“ АД да представи в КЕВР: доказателства за оповестяване на предложението за цени в средствата за масово осведомяване, съгласно изискването на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ; заявление за утвърждаване на цени, допълнено с искане за утвърждаване на цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Севлиевогаз-2000“ АД за лицензионната територия с обособени подгрупи клиенти в MWh, както и обосновки за определянето на цените за присъединяване в левове за едно присъединяване, на разходите, предвидени за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и за промяната на тарифната структура на цените на дружеството. „Севлиевогаз-2000“ АД е представило допълнено заявление с вх. № Е-15-26-15 от 15.10.2019 г., заедно с изисканите обосновки.

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

„Севлиевогаз-2000“ АД е титуляр на лицензия № Л-172-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-172-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Севлиево за срок до 17.12.2039 г.

С Решение № Ц-40 от 30.11.2015 г. Комисията е утвърдила на „Севлиевогаз-2000“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Севлиево, при регулаторен период до 2019 г. включително.

„Севлиевогаз-2000“ АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано: на интернет страницата на дружеството на 25.09.2019 г., както и във вестник „Росица“ бр. 113 от 11.10.2019 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 191-191 от 31.08.2018 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, със срок на действие от 07:00 часа на 01.01.2019 г. до 07:00 часа на 01.01.2020 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. Приложено е и Допълнително споразумение № 1 от 25.06.2019 г. към цитирания договор за удължаване на срока му на действие до 07:00 часа на 01.01.2021 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

Тарифната структура по групи клиенти отразява разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група и подгрупа въз основа на извършено от заявителя проучване за стойността на услугата.

През новия регулаторен период „Севлиевогаз-2000“ АД запазва основните клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови, като

предвижда в групата на промишлените клиенти да включи две подгрупи, според годишното им потребление на природен газ: до 50 000 MWh и над 50 000 MWh. Втората подгрупа включва само един клиент, който има договор за доставка с „Булгаргаз“ ЕАД и договор за пренос на природен газ по ГРМ със „Севлиевогаз-2000“ АД.

Предложената от „Севлиевогаз-2000“ АД тарифна структура е в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

### 1. Регулаторен период

Предложеният от „Севлиевогаз-2000“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2020 до 2024 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

Предложеният от дружеството регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в предложението за одобрение на „Севлиевогаз-2000“ АД бизнес план за периода 2020 – 2024 г. По този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи развитието на газовата инфраструктура и уплътняване на ГРМ, което ще бъде от полза за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до природен газ на прогнозируема цена.

### 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноващите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблици № 1 и 2:

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	685	699	706	701	636
ОАТ	хил. лв.	244	256	282	299	295
Битови	хил. лв.	598	648	715	751	714
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>1527</b>	<b>1603</b>	<b>1703</b>	<b>1751</b>	<b>1645</b>

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“*

*Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	24	23	23	23	23
ОАТ	хил. лв.	16	16	16	17	17
Битови	хил. лв.	141	141	147	154	161
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>181</b>	<b>180</b>	<b>187</b>	<b>194</b>	<b>201</b>

### 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности са представени в Таблица № 3:

*Общо разходи по дейности*

*Таблица № 3*

Наименование	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>1557</b>	<b>1635</b>	<b>1734</b>	<b>1789</b>	<b>1675</b>	<b>8390</b>	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	1419	1498	1591	1639	1517	7663	91%

„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	138	137	144	150	158	727	9%
--	----------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----

Според представената обосновка, прогнозните разходи включват само разходи, пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите за дейността са формирани за петгодишен период при прогнозни цени към момента на изготвяне на бизнес плана на дружеството, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа и на други дълготрайни материални активи, необходими за извършване на лицензионните дейности; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите. Във видовете разходи, които участват при образуването на цените, не са включени финансовите и извънредните разходи, разходите за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди.

Следва да се има предвид, че със заявление с вх. № Е-15-26-15 от 26.09.2019 „Севлиевогаз-2000“ АД е представило за одобрение в КЕВР бизнес план за дейността на дружеството за периода 2020 – 2024 г., който е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

Общият размер на прогнозните разходи на „Севлиевогаз-2000“ АД за регулаторния период е 8390 хил. лв. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ включват разходи за пренос на природен газ и отчитането му. Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват разходи за продажба на природен газ на клиенти, фактуриране и инкасиране на стойността на потребения природен газ. За нуждите на ценообразуването разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, „Севлиевогаз-2000“ АД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

#### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Тези разходи представляват 91% от общия обем разходи и нарастват от 1405 хил. лв. през 2020 г. на 1624 хил. лв. през 2023 г., а за 2024 г. са в размер на 1502 хил. лв.

**Условно-постоянните разходи** представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

**Разходи за материали**, които представляват 12% от УПР за дейността и нарастват от 168 хил. лв. през 2020 г. на 191 хил. лв. през 2024 г. Те включват:

- *материали за текущо поддържане*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по линейната част от ГРМ. Прогнозирани като процент от стойността на изградените линейни участъци и съоръженията (приблизително 0,8% от стойността на линейните участъци и около 6% от стойността на съоръженията);

- *разходи за горива за транспортните средства*, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2018 г. – 102 лв. на км;

- *работно облекло* за покупка на лятно и зимно облекло, прогнозирани на база персонал – около 200 лв. на човек за година;

- *канцеларски материали*, прогнозирани според броя на персонала – 200 лв./служител/година.

**Разходите за външни услуги** представляват 21% от УПР и нарастват от 312 хил. лв. през 2020 г. на 333 хил. лв. през 2024 г. и включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (1,2%), като включват имуществена застраховка Индуриален пожар, Кражба чрез взлом и Гражданска застраховка юридически лица;

- *разходи за данъци и такси*, като лицензионните такси са прогнозирани в



съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на представения бизнес план;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани на около 14 – 15 хил. лв. годишно за дейността „разпределение на природен газ“;

- *разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, включват разходите за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията, одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност, прогнозирани в размер на 44 лв./годишно на километър изградена мрежа;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ в размер на 385 лв./годишно на километър изградена мрежа;

- *разходи за реклама, рекламни материали и развойна дейност*, включват изготвянето и периодичното излъчване на рекламни съобщения, а през новия регулаторен период – и на рекламни клипове, по местните радио и телевизионни канали, периодични статии в местния печат, изготвяне и разпространение на рекламни листовки и брошури, прогнозирани в размер на 12 хил. лв. годишно;

- *разходи за проверка на уреди*, определени в размер на средно по 3 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти, и битово съоръжение при съответната периодичност на проверките. Тези разходи са отнесени само към дейността „разпределение на природен газ“;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 1,5% от стойността на приходите на база отчетни данни;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за базовата година – средно около 25 хил. лв. годишно;

- *други разходи* – всички допълнително възникващи разходи за външни услуги, които не са включени в изброените пера.

**Разходите за амортизации** представляват 19% от УПР и се увеличават от 314 хил. лв. през 2020 г. на 355 хил. лв. през 2022 г., а после намаляват до 128 хил. лв. за 2024 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на активите по видове и по години.

**Разходите за заплати и възнаграждения** представляват 36% от УПР и се увеличават от 447 хил. лв. през 2020 г. на 655 хил. лв. през 2024 г., като включват начислените работни заплати на целия персонал. Дружеството предвижда плавно увеличение на трудовите разходи, свързано с прогнозираното увеличение на минималната работна заплата, средната работна заплата в отрасъла, както и на минималните осигурителни прагове. В дейността „разпределение“ са ангажирани 18 души персонал.

**Разходи за социални осигуровки**, планирани в зависимост от броя персонал за годините на регулаторния период, като представляват 5% от УПР. Размерът им се увеличава от 58 хил. лв. през 2020 г. на 85 хил. лв. през 2024 г. и са съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия.

**Социални разходи**, това са предвидените в социалната програма на дружеството разходи за храна, медицинско обслужване и др. на персонала, представляват 0,2% от УПР и размерът им се увеличава от 3 хил. лв. през 2020 г. на 4 хил. лв. през 2024 г.

**Други разходи** представляват 7% от УПР и се увеличават от 102 хил. лв. през 2020 г. на 106 хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват допълнителните разходи във връзка с административната дейност на дружеството, предимно транспортни разходи, командировки и обучения на персонала, охрана на труда, които са определени в зависимост от броя на заетите.

**Променливите разходи** представляват 1% от общия обем разходи за дейността

„разпределение на природен газ“, като се увеличават от 14 хил. лв. през 2020 г. на 15 хил. лв. през 2024 г. Те включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, в размер на 24 mg/MWh и прогнозните количества за реализация;

- *материали за текущо поддържане*, включващи разходите за поддръжка на таблата и прогнозираните в размер на 20 хил. лв. годишно.

### **2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“**

Тези разходи представляват 9% от общия обем разходи и включват условно-постоянни разходи и променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 138 хил. лв. през 2020 г. до 158 хил. лв. през 2024 г.

*Условно-постоянните разходи* представляват 93% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и нарастват от 128 хил. лв. през 2020 г. на 148 хил. лв. през 2024 г. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходите за материали* са с относителен дял от 2% от УПР, като остават непроменени в размер на 3 хил. лв. годишно през регулаторния период. Включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозираните около 2 хил. лв. на година;

- *разходи за работно облекло*, прогнозираните на база персонал за покупка на лятно и зимно облекло;

- *разходи за материали за текущо поддържане*, които са свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по съоръженията и са прогнозираните като процент от стойността на съоръженията (около 6% от стойността на съоръженията).

*Разходите за външни услуги* представляват 39% от разходите за дейността, като размерът им остава непроменен през разглеждания период в размер на 53 хил. лв. годишно. Те включват:

- *разходи за застраховки*, като тези разходи за дейността „снабдяване“ са прогнозираните около 6 хил. лв. годишно;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти* – около 32 хил. лв. годишно;

- *разходи за абонаментното поддържане и аварийна готовност*, включват разходите за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията, одориращите инсталации и за поддържане на аварийна готовност, прогнозираните в размер на 126 лв./г. на брой съоръжение; експертни и одиторски разходи, прогнозираните около 1000 лв/г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозираните в зависимост от отчетните разходи за базовата година – средно около 5 хил. лв. годишно.

*Разходите за амортизации* представляват 4% от разходите, предвидени за дейността в размер на 10 хил. лв. през 2020 г. и намаляват на 4 хил. лв. през 2021 г., като до края на регулаторния период размерът им остава непроменен. Намалението на тези разходи се дължи на факта, че дружеството не предвижда закупуването на нови активи през периода.

*Разходите за заплати и възнаграждения* са с относителен дял 46% от разходите за дейността, като размерът им се увеличава от 51 хил. лв. през 2020 г. на 74 хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват начислените работни заплати на 2 души персонал, ангажиран в дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 5% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания, като размерът им се увеличава от 6 хил. лв. през 2020 г. на 9 хил. лв. през 2024 г.

*Социалните разходи* представляват 4% от УПР, като размерът им остава непроменен от 5 хил. лв. годишно през регулаторния период.

*Променливите разходи* представляват 7% от разходите, предвидени за дейността и

включват разходи за материали за текущо поддържане, прогнозираны в размер на 10 хил. лв. годишно.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да се направи извода, че са икономически обосновани.

## 2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в Таблицы № 4 и 5:

*Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)*

*Таблица № 4*

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1467	1429	1544	1538	1748
2.	Балансова стойност на ДНА	24	16	7	1	1
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	63	75	81	80	73
4.	Необходим оборотен капитал	138	146	154	163	174
5.	Регулаторна база на активите	1566	1515	1624	1623	1850
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6,92%	6,92%	6,92%	6,92%	6,92%
7.	Възвръщаемост	108	105	112	112	128
8.	Разходи, в т.ч.:	1419	1498	1591	1639	1517
8.1.	УПР	1405	1483	1576	1624	1502
8.2.	Променливи разходи	14	14	15	15	15

*Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)*

*Таблица № 5*

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	18	17	16	14	13
2.	Балансова стойност на ДНА	14	12	9	7	5
3.	Необходим оборотен капитал	583	590	597	604	611
4.	Регулаторна база на активите	616	619	622	625	628
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6,92%	6,92%	6,92%	6,92%	6,92%
6.	Възвръщаемост	43	43	43	43	43
7.	Разходи, в т.ч.:	138	137	144	150	158
7.1.	УПР	128	127	134	140	148
7.2.	Променливи разходи	10	10	10	10	10

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2020 – 2024 г. са в размер на 1625 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1382 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 243 хил. лв.

## 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Севлиевогаз-2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 6,92%, която е изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,23% и при отчитане на данъчните задължения.

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  $\beta$  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 Business<sup>1</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>2</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Севлиевогаз-2000“ АД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

При изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Севлиевогаз-2000“ АД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,67 за 2019 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият запазва размера от 0,67, предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да използва привлечени средства. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8,60%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,96%) и премията за специфичния за държавата риск (2,64%) по актуализирани данни от месец януари 2019 г. 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 Република България. Премията е в размер на 0,5944%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2018 г. – август 2019 г.

При прилагане на горепосочените параметри за 2019 г., нормата на възвръщаемост на собствения капитал се изчислява в размер на 6,35% при използване на 100% собствен капитал, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 7,06% при отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Севлиевогаз-2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,92%, при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,23% и при отчитане на данъчните задължения за регулаторен период 2020 – 2024 г.

### **3. Прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период**

Прогнозната консумация на природен газ по дейности в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и групи клиенти в Таблици № 6 – 8:

*Прогнозни количества за дейност „разпределение на природен газ“*  
6

*Таблица №*

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

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

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	MWh/год.	172 392	172 392	172 392	172 392	172 392
ОАТ	MWh/год.	18 836	19 086	19 337	19 587	19 837
Битови	MWh/год.	45 162	45 971	46 781	47 591	48 400
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>236 390</b>	<b>237 450</b>	<b>238 510</b>	<b>239 570</b>	<b>240 630</b>

*Прогнозна консумация за дейност „снабдяване с природен газ“*

*Таблица №*

7

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	MWh/год.	37 118	37 118	37 118	37 118	37 118
ОАТ	MWh/год.	18 836	19 086	19 337	19 587	19 837
Битови	MWh/год.	45 162	45 971	46 781	47 591	48 400
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>101 116</b>	<b>102 176</b>	<b>103 236</b>	<b>104 296</b>	<b>105 356</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица №*

8

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	бр.	28	28	28	28	28
ОАТ	бр.	301	305	309	313	317
Битови	бр.	5020	5110	5200	5290	5380
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>5349</b>	<b>5443</b>	<b>5537</b>	<b>5631</b>	<b>5725</b>

За целите на ценообразуването от дружеството са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход. Разпределението на възвръщаемостта и УПР между отделните групи клиенти се определя на база избраната характеристика на потребление. Изменението на стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,45 през 2020 г. на 0,38 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0,16 през 2020 г. на 0,18 през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,39 през 2020 г. на 0,44 през 2024 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента за промишлените клиенти намалява от 0,10 през 2020 г. на 0,08 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен в размер на 0,09 през регулаторния период, а за битовите клиенти нараства от 0,82 през 2020 г. на 0,83 през 2024 г.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента за дейност „разпределение на природен газ“ е, както следва: за промишлените клиенти през регулаторния период намалява от 0,73 през 2020 г. на 0,72 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен през регулаторния период в размер на 0,08, а за битовите клиенти се увеличава от 0,19 през 2020 г. на 0,20 през 2024 г.

Стойността на коефициента за дейност „снабдяване с природен газ е следната: за промишлените клиенти през регулаторния период намалява от 0,10 през 2020 г. на 0,08 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен през регулаторния период в размер на 0,09, а за битовите клиенти се увеличава от 0,82 през 2020 г. на 0,83 през 2024 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата

стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

#### **4. Определяне на цени**

##### **4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ**

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

##### **4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител**

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

Предложените от „Севлиевогаз-2000“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево, са посочени в Таблица № 9:

*Цени за пренос през ГРМ и цени снабдяване с природен газ* *Таблица № 9*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
<b>Промишлени:</b>		
до 50 000 MWh	10,57	0,63
над 50 000 MWh	2,18	-
<b>ОАТ</b>	14,15	0,85
<b>Битови</b>	14,58	3,17

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС и акциз.*

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявления с вх. № Е-15-26-15 от 26.09.2019 г. и от 15.10.2019 г. от „Севлиевогаз-2000“ АД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

##### **4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа**

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи.

Предложените от дружеството цени за присъединяване са в съответствие с разпоредбата на чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, според която цените за присъединяване към мрежите се определят в левове за едно присъединяване или в левове на присъединен клиент. Според подробната обосновка, дружеството изгражда едно присъединяване за всеки един урегулиран поземлен имот (УПИ) на територията на общината, за който ползвателите му заплащат съответната такса за присъединяване в зависимост от заявения от тях максимален капацитет, необходим за целия имот, като на етап изграждане на отклонението за дружеството не от значение колко броя отделни клиенти ще използват заявения капацитет и кога техният брой ще достигне пълния капацитет на изграденото отклонение. Договорите за присъединяване се сключват с един упълномощен представител на ползвателите на съответния УПИ и са окончателни за въпросния имот. На

територията на община Севлиево битовите абонати са разделени в четири категории, а именно: от 1 до 6 фамилни ползватели (тази група по допълнително вътрешно решение на дружеството е разделена на две – еднофамилни ползватели и от 2 до 6 фамилни ползватели); от 7 до 16 фамилни ползватели; от 17 до 48 фамилни ползватели. За целите на моделирането на цените за присъединяване на битовите клиенти е извършено проучване на сградния фонд в община Севлиево, като въз основа на данните от проучването, заявителят е извършил осредняване на цените за присъединяване при 100% присъединени клиенти към всяко едно отклонение към кадастралните имоти в общината. Данните от изследването сочат, че с най-голям дял са многофамилните къщи и блокове. Следователно, само 11,50% от всички клиенти, собственици на едноетажни жилищни сгради, със сигурност ще заплатят пълната сума на разходите за едно присъединяване в размер на 1229 лв. Приблизително 70% от крайните битови клиенти на природен газ ще заплатят в зависимост от варианта на присъединяване, реално между 39,97 лв. и 114,70 лв. за присъединяването. В останалите 18,50% от случаите цената, която ще трябва да се заплати реално от един краен битов клиент ще варира в доста широки граници – между 204,83 и 1229 лв., като тя трудно би могла да се прогнозира, тъй като в двуетажните и триетажните жилищни сгради би могло да има от един до шест крайни клиента. Осреднената стойност при последните е в размер на 717,41 лв. на клиент.

В резултат на гореизложеното, цената за присъединяване за едно отклонение, прилагана като осреднена цена за битови клиенти при този ценови подход, е 283,98 лв./клиент при оптимистичен вариант (100% присъединени клиенти); 405,68 лв./клиент при реалистичен вариант (70% присъединени клиенти) и 567,96 лв./клиент при песимистичен вариант (50% присъединени клиенти).

Така възприетият подход за моделиране на цените за присъединяване на битови клиенти се базира на пазарен икономически метод, като намалява до минимум риска на дружеството от невъзстановими разходи при изграждане на сградни отклонения към битови клиенти при евентуален отказ на клиенти в имота за използване на природен газ в домакинството. За да бъде изградено съответното отклонение, е необходимо да бъде внесена определената цена за присъединяване на целия УПИ. В тази връзка, при изграждане на отклонението в дружеството не е налична информацията колко от потенциалните ползватели на многофамилните УПИ имат желание и кога ще започнат реалното ползване на природен газ, тъй като с изграждане на отклонението е осигурен целият капацитет, необходим за съответния имот.

Заявителят е предложил цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Севлиево да останат непроменени спрямо предходния регулаторен период. Подгрупите на същите са преизчислени в енергийни единици и са посочени в Таблица № 10:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 10</i>	
<b>Групи и подгрупи клиенти</b>		<b>Цени (лв./присъединяване)</b>	
<b>Промислени:</b>			
до 2110 MWh (200 м <sup>3</sup> /час)			6290
до 6335 MWh (600 м <sup>3</sup> /час)			7085
до 9505 MWh (900 м <sup>3</sup> /час)			7935
над 9505 MWh (900 м <sup>3</sup> /час)			8827
<b>ОАТ:</b>			
до 130 MWh (12 м <sup>3</sup> /час)			1504
до 425 MWh (40 м <sup>3</sup> /час)			1659
до 1055 MWh (100 м <sup>3</sup> /час)			2202
над 1055 MWh (100 м <sup>3</sup> /час)			3164
<b>Битови:</b>			
до 130 MWh (12 м <sup>3</sup> /час)			1229
до 425 MWh (40 м <sup>3</sup> /час)			1384
над 425 MWh (40 м <sup>3</sup> /час)			1928

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на лицензионната територия на заявителя са формирани от дружеството на база подробно представени разходи по групи клиенти.

Изказвания по т.2.:

Докладва Р. Тахир. Административното производство е образувано по подадено по заявление от 26.09.2019 г. от „Севлиевогаз-2000“ АД. Дружеството е титуляр на лицензия за „разпределение на природен газ“ и лицензия за „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за срок до 17.12.2039 г. С решение от 2015 г. Комисията е утвърдила на „Севлиевогаз-2000“ АД текущи цени за регулаторен период до 2019 г. включително. Предложението си за новите цени дружеството е оповестило във вестник „Росица“. Представено копие на договор за доставка на природен газ, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД и допълнително споразумение към него. Срокът на действие на допълнителното споразумение е до 07:00 часа на 01.01.2021 г. През новия регулаторен период „Севлиевогаз-2000“ АД запазва основните клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. Само в групата на промишлените клиенти има две подгрупи, според годишното им потребление на природен газ: до 50 000 MWh и над 50 000 MWh. Втората подгрупа включва само един клиент, който има договор за доставка с „Булгаргаз“ ЕАД и договор за пренос на природен газ по ГРМ със „Севлиевогаз-2000“ АД. Това е „Идеал Стандарт – Видима“. Предложеният от „Севлиевогаз-2000“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години, което отговаря на Наредбата. Ценообразуващите елементи са подробно описани в доклада, както и представените обосновки от заявителя. Необходимите приходи са представени по групи клиенти, както и по дейности (Таблица № 1 и Таблица № 2). Общият размер на прогнозните разходи на „Севлиевогаз-2000“ АД за регулаторния период е 8390 хил. лв. 91% от общия обем разходи са разходи за дейността „разпределение на природен газ“. Разходите за дейността „снабдяване с природен газ“ са 9% от общия обем. Въз основа на анализа на прогнозните разходи по години, по икономически елементи, както и въз основа на представените и доказателства е видно, че те са свързани с лицензионните дейности и може да се направи извод, че са икономически обосновани. „Севлиевогаз-2000“ АД е предложило среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2020 – 2024 г. в размер на 6,92%, която е изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,23% и при отчитане на данъчните задължения. При прилагане на актуалните параметри за 2019 г., работната група е изчислила, че среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала, както и възвръщаемостта на собствения капитал са с по-високи стойности от предложеното от „Севлиевогаз-2000“ АД. В тази връзка работната група счита, че е целесъобразно да се приеме предложената по-ниска от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала. За дейността „разпределение на природен газ“ има само един клиент във втората подгрупа. Количествата природен газ имат значение при определяне на цените за разпределение и на цените за снабдяване. Поради тази причина в Таблица № 6 са представени прогнозните количества за дейността „разпределение на природен газ“, които са по-голямо количество. Прогнозната консумация на природен газ по дейност „снабдяване с природен газ“ е по-малко количество и това има значение към формирането на цените. от анализа и обосновките на предложените от дружеството цени за пренос и за снабдяване е видно, че те са изчислени според Наредбата. Тези цени ще позволят на „Севлиевогаз-2000“ АД да реализира инвестиционната и производствената си програми, които са заложили в дейността на дружеството. Предложени са и цени за присъединяване, които остават непроменени спрямо предходния период. Единствено подгрупите са изчислени с енергийни единици. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,



работната група предлага на Комисията 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 „Севлиевогаз-2000“ АД или други упълномощени от тях представители на дружеството;
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;
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 – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;
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 откритото заседание ще се проведе на 08.01.2020 г. от 10:00 часа, а общественото обсъждане на 08.01.2020 г. от 10:00 часа. Двете заседания ще се проведат последователно.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 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-873 от 18.12.2019 г. относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.
2. Приема проект на решение относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.
3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 08.01.2020 г. от 10:00 ч.;
4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Севлиевогаз-2000“ АД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;
5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 08.01.2020 г. от 10:05 ч.;
6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т.2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията 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 втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – 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.3.** Комисията, след като разгледа **подаденото от „Овергаз Мрежи“ АД заявление за одобряване на бизнес планове за лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.** и доклад с вх. № Е-Дк-875 от 18.12.2019 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-57-33 от 30.09.2019 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за одобряване на бизнес планове за лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г., а именно: бизнес план за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище; бизнес план за територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови Пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово; бизнес план за общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог; бизнес план за територията на обособена територия „Дунав“ и общините Русе, Велико Търново, Горна Оряховица, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Левски и Павликени и бизнес план за общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера.

Със Заповед № 3-Е-197 от 07.10.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плановете от техническа, финансово-икономическа и правна страна, при отчитане на параметрите на заявлението с вх. № Е-15-57-32 от 30.09.2019 г. на заявителя с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензионни територии на дружеството.

В резултат на извършена проверка на заявлението и приложените към него документи за съответствие с Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката са установени непълноти, поради което с писмо с изх. № Е-15-57-33 от 08.10.2019 г. от дружеството е изискано да представи допълнителна информация, която с писмо с вх. № Е-15-57-33 от 18.10.2019 г. дружеството е представило.

Предвид факта, че в представените бизнес планове за периода 2020 – 2024 г. се съдържат данни относно капиталова структура, ремонтна и социална програми, прогнозна структура и обем на разходите по години и прогнозни годишни финансови отчети, които са общи за петте бизнес плана, е налице свързаност на административните производства, поради което по същите може да се проведе едно административно производство.

„Овергаз Мрежи“ АД е предоставило петте бизнес плана в поверителен и в неповерителен вариант със заличена информация. Заличената информация представлява данни за материалната и клиентска база на лицензианта, продажби на природен газ и информация, свързана с финансовите аспекти в плановете за развитие на дружеството. Съгласно разпоредбите на Раздел III, чл. 8 от Правилата за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна (Правилата), всяко лице, което предоставя или е предоставило материали в хода на административно производство пред Комисията посочва материалите

или тези части от тях, за които твърди, че съдържат търговска тайна и следва да бъдат защитени. В искането си, лицето следва да изложи твърденията си за конфиденциалност на всеки един документ от материалите, да обоснове конкретния му характер и да обясни по какъв начин разкриването на информацията би могло да навреди сериозно на личността му, дружеството му или на негов служител. В тази връзка, „Овергаз мрежи“ АД не е представило обосновка за заличаването на информацията в неверителните варианти на бизнес плановете. В този случай, приложение следва да намери разпоредбата на чл. 12 от Правилата, съгласно която в случай, че лице, което е предоставило материали в хода на производство пред КЕВР не изпълни изискванията за конфиденциалност по раздел III, комисията може да приеме, че съответните материали не са конфиденциални. Също така, съгласно чл. 43, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), за една обособена територия се издава само една лицензия за извършване на дейността „разпределение на природен газ“. Предвид обстоятелството, че „Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на лицензии за посочената дейност за лицензионните му територии, разкриването на част от заличената информация не би дало предимство на титуляри на лицензии за дейността „разпределение на природен газ“ на други територии, нито на други предприятия в сектора в нарушение на правилата за конкуренция. Дори и да се приеме, че всички заличени от дружеството данни представляват търговска тайна, не е обоснована тяхната търговска стойност, нито по какъв начин нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция между търговци или до застрашаване на търговския интерес на дружеството или на трети лица. С оглед постигане на прозрачност Комисията прилага единен подход относно публикуване на предоставената от дружествата информация, като в настоящия случай информацията може да бъде представена в обобщен вид.

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

„Овергаз Мрежи“ АД с ЕИК 1305334325 е акционерно дружество, със седалище и адрес на управление: област София, община Столична, гр. София 1407, район „Лозенец“, ул. „Филип Кутев“ № 5. Предметът на дейност на дружеството е: инвестиране, проектиране, изграждане, експлоатация и ремонт на газоразпределителна мрежа в обекти и съоръжения, свързани с използването на природен газ, както и всяка друга дейност, незабранена от закона. „Овергаз Мрежи“ АД се управлява по едностепенна система на управление със Съвет на директорите в състав: Сашо Георгиев Дончев, Георги Дончев и Светослав Рашев Иванов и се представлява от Светослав Рашев Иванов.

„Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на следните лицензии:

- лицензия № Л-184-08 от 17.12.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-184-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище, със срок до 17.12.2039 г.;

- лицензии № Л-441-08 от 30.03.2015 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-441-12 от 30.03.2015 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на обособена територия „Дунав“ (включваща общините Полски Тръмбеш, Стражица, Завет, Кубрат, Лозница, Самуил, Цар Калоян, Борово, Бяла, Ветово, Две могили, Иваново, Сливо поле, Ценово и Опака) и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски, за срок от 27 години;

- лицензии № Л-438-08 от 30.03.2015 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-438-12 от 30.03.2015 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово, за срок от 26 години;

- лицензии № Л-440-08 от 30.03.2015 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-440-12 от 30.03.2015 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен

снабдител“ за територията на общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог, за срок от 25 години;

- лицензии № Л-439-08 от 30.03.2015 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-439-12 от 30.03.2015 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, за срок от 25 години.

С Решение № БП-3 от 14.03.2017 г., на основание чл. 13, ал. 6 от НЛДЕ, КЕВР е одобрила актуализирани бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище; територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово; територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог; територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера и територията на обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2015 – 2019 г.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

„Овергаз Мрежи“ АД е спазило срока по чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, съгласно който всеки следващ бизнес план лицензиантите представят за одобряване от Комисията не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

#### **Бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2020 – 2024 г.**

Бизнес плановете на „Овергаз мрежи“ АД са изготвени в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на съдържащата се в тях информация, са анализирани основните технически и икономически аспекти, както и очакваното финансово състояние на дружеството и очакваното развитие на дейността за периода 2020 – 2024 г.

#### **Бизнес план за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище**

##### ***Инвестиционна програма***

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензионната територия на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2020 – 2024 г. предвижда изграждането на 250 519 м ГРМ и 25 734 броя прилежащи съоръжения, на обща стойност 45 915 хил. лева. Предвидените инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище 2019 г.

Инвестициите и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години са посочени в Таблица № 1:

Таблица № 1

Параметър	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	3304	5051	6020	8504	12 193	35 073
	м	23 600	36 079	43 001	60 746	87 093	250 519
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	1713	1901	2177	2419	2633	10 843
	бр.	3972	4490	5075	5733	6464	25 734
<b>ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>5017</b>	<b>6952</b>	<b>8197</b>	<b>10 923</b>	<b>14 826</b>	<b>45 915</b>

„Овергаз Мрежи“ АД уточнява, че за периода 2020 – 2024 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на Smart metering (интелигентни системи за измерване) в размер на 10,3 млн. лв.

В бизнес плана дружеството е представило основните технически параметри на

предвидената за изграждане ГРМ за периода 2020 – 2024 г.

В Столична община се прогнозира да бъдат построени 245 268 м, на стойност (...) хил. лв. За този период се прогнозира в община Божурище да бъдат построени 5250 м на стойност (...) хил. лв.

#### **Производствена програма**

Прогнозира се в края на 2024 г. очакваната годишна консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензионната територия на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище да достигне 1 425 505 MWh/г., реализирана от 55 419 броя клиенти.

Прогнозната годишна консумация през периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 2:

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	MWh/г.	754 625	767 173	781 866	798 953	818 711
Битови	MWh/г.	393 915	441 651	490 628	545 418	606 794
<b>ОБЩО:</b>	MWh/г.	<b>1 148 541</b>	<b>1 208 824</b>	<b>1 272 495</b>	<b>1 344 371</b>	<b>1 425 505</b>

Прогнозният брой клиенти с натрупване през годините на бизнес плана е посочен в Таблица № 3:

Таблица № 3

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	брой	782	797	815	835	855
Битови	брой	34 368	38 530	43 245	48 557	54 564
<b>ОБЩО:</b>	брой	<b>35 150</b>	<b>39 327</b>	<b>44 060</b>	<b>49 392</b>	<b>55 419</b>

**Бизнес план за територията на общините Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови Пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово**

#### **Инвестиционна програма**

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия предвижда за периода 2020 – 2024 г. изграждането на 60 414 м ГРМ и 4335 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 12 793 хил. лева. Прогнозираните инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цените на равнище 2019 г.

Инвестициите и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години са посочени в Таблица № 4:

Таблица № 4

Параметър	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	1929	2234	2195	1538	561	<b>8458</b>
	м	13 781	15 958	15 681	10 989	4006	<b>60 414</b>
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	642	741	836	976	1140	<b>4335</b>
	бр.	1799	2033	2298	2601	2945	<b>11 676</b>
<b>ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ</b>	хил. лв.	<b>2571</b>	<b>2975</b>	<b>3031</b>	<b>2515</b>	<b>1701</b>	<b>12 793</b>

За периода 2020 – 2024 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на Smart metering в размер на 1,6 млн. лв.

В бизнес плана дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2020 – 2024 г.

Прогнозира се за периода да се построят: в община Бургас 10 640 м на стойност (...) хил. лв.; в община Варна 29 761 м на стойност (...) хил. лв.; в община Стара Загора 16

510 м на стойност (...) хил. лв. и в община Ямбол 3501 м на стойност (...) хил. лв.

#### ***Производствена програма***

В края на 2024 г. се очаква годишната консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия да достигне 834 104 MWh/год., реализирана от 20 520 броя клиенти.

Прогнозната годишна консумация през периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 5:

Таблица № 5

Групи клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	MWh/г.	618 470	631 281	646 282	663 727	683 899
Битови	MWh/г.	97 505	109 313	121 431	135 015	150 205
<b>ОБЩО:</b>	MWh/г.	<b>715 975</b>	<b>740 594</b>	<b>767 712</b>	<b>798 742</b>	<b>834 104</b>

Прогнозният брой клиенти с натрупване през годините на бизнес плана е посочен в Таблица № 6:

Таблица № 6

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	брой	861	876	894	918	944
Битови	брой	12 330	13 825	15 510	17 420	19 576
<b>ОБЩО:</b>	брой	<b>13 191</b>	<b>14 701</b>	<b>16 404</b>	<b>18 338</b>	<b>20 520</b>

#### **Бизнес план за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог**

##### ***Инвестиционна програма***

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия за периода 2020 – 2024 г. предвижда изграждането на 15 591 м ГРМ и 5378 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 4261 хил. лева. Прогнозираните инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище 2019 г.

Инвестициите и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години са посочени в Таблица № 7:

Таблица № 7

Параметър	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	86	389	439	820	449	<b>2183</b>
	м	614	2775	3136	5861	3205	<b>15 591</b>
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	302	351	400	462	563	<b>2078</b>
	бр.	829	936	1058	1197	1358	<b>5378</b>
<b>ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ</b>	хил. лв.	<b>388</b>	<b>740</b>	<b>839</b>	<b>1283</b>	<b>1012</b>	<b>4261</b>

За периода 2020 – 2024 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на Smart metering (интелигентна система за измерване) в размер на 1.2 млн. лв.

В бизнес плана за тази територия дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2020 – 2024 г.

Прогнозира се за периода да се построят: в община Банско 2046 м на стойност (...) хил. лв.; в община Монтана 11 497 м на стойност (...) хил. лв. и в община Разлог 2046 м на стойност (...) хил. лв.

##### ***Производствена програма***

В края на 2024 г. се очаква годишната консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия да достигне 433 551 MWh/г., реализирана от 15 610 броя клиенти.

Прогнозната годишна консумация през периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 8:

Таблица № 8

Групи клиенти /Община	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	MWh/г.	274 227	279 908	286 559	294 294	303 238
Битови	MWh/г.	84 579	94 829	105 356	117 143	130 312
<b>ОБЩО:</b>	MWh/г.	<b>358 807</b>	<b>374 737</b>	<b>391 915</b>	<b>411 437</b>	<b>433 551</b>

Прогнозният брой клиенти с натрупване през годините на бизнес плана е посочен в Таблица № 9:

Таблица № 9

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	брой	530	539	553	565	581
Битови	брой	9465	10 615	11 908	13 372	15 029
<b>ОБЩО:</b>	брой	<b>9995</b>	<b>11 154</b>	<b>12 461</b>	<b>13 937</b>	<b>15 610</b>

**Бизнес план за територията на обособена територия „Дунав” (включваща общините Полски Тръмбеш, Стражица, Завет, Кубрат, Лозница, Самуил, Цар Калоян, Борово, Бяла, Ветово, Две могили, Иваново, Сливо поле, Ценово и Опака) и общините Русе, Велико Търново, Горна Оряховица, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Левски и Павликени**

#### ***Инвестиционна програма***

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия предвижда за периода 2020 – 2024 г. изграждането на 58 770 м ГРМ и 14 502 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 13 531 хил. лева. Прогнозираните за извършване инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище 2019 г.

Инвестициите и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години са посочени в Таблица № 10:

Таблица № 10

Параметър	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023г.	2024 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	1901	1651	2322	1540	813	<b>8228</b>
	м	13 582	11 795	16 585	11 000	5808	<b>58 770</b>
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	797	920	1033	1183	1370	<b>5303</b>
	бр.	2236	2528	2857	3228	3653	<b>14 502</b>
<b>ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>2699</b>	<b>2572</b>	<b>3355</b>	<b>2723</b>	<b>2183</b>	<b>13 531</b>

За периода 2020 – 2024 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на Smart metering (интелигентна система за измерване) в размер на 2.2 млн. лв.

В бизнес плана за тази територия дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2020 – 2024 г.

Прогнозира се за периода да се построят: в община Велико Търново 12 275 м на стойност (...) хил. лв.; в Горна Оряховица 8337 м на стойност (...) хил. лв.; в община Ловеч 1497 м на стойност (...) хил. лв.; в община Лясковец 4349 м на стойност (...) хил. лв.; в община Павликени 1229 м на стойност (...) хил. лв.; в община Попово 1435 м на стойност (...) хил. лв.; в община Разград 11 800 м на стойност (...) хил. лв. и община Русе 17 851 м на стойност (...) хил. лв.

#### ***Производствена програма***

В края на 2019 г. очакваната годишна консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия ще достигне 1 214 758 MWh/г, реализирана от 28 455 броя клиенти.

Прогнозната годишна консумация през периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 11:

Таблица № 11

Групи клиенти / Община	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	MWh/г.	874 991	893 115	914 338	939 019	967 558
Битови	MWh/г.	160 446	179 896	199 848	222 191	247 200
<b>ОБЩО:</b>	MWh/г.	<b>1 035 437</b>	<b>1 073 011</b>	<b>1 114 186</b>	<b>1 161 210</b>	<b>1 214 758</b>

Прогнозният брой клиенти с натрупване през годините на бизнес плана е посочен в Таблица № 12:

Таблица № 12

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	брой	898	918	937	958	988
Битови	брой	17 300	19 395	21 763	24 444	27 467
<b>ОБЩО:</b>	брой	<b>18 198</b>	<b>20 313</b>	<b>22 700</b>	<b>25 402</b>	<b>28 455</b>

### Бизнес план за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера

#### *Инвестиционна програма*

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия за периода 2020 – 2024 г., предвижда изграждането на 12 599 м ГРМ и 3559 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 3006 хил. лева. Прогнозираните за извършване инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цена на равнище 2019 г.

Инвестициите и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години са посочени в Таблица № 13:

Таблица № 13

Параметър	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	1375	389	0	0	0	<b>1764</b>
	м	9824	2775	0	0	0	<b>12 599</b>
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	189	216	246	275	316	<b>1242</b>
	бр.	549	621	702	792	895	<b>3559</b>
<b>ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>1565</b>	<b>605</b>	<b>246</b>	<b>275</b>	<b>316</b>	<b>3006</b>

За периода 2020 – 2024 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на Smart metering (интелигентна система за измерване) в размер на 0.7 млн. лв.

В бизнес плана за тази територия дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2020 – 2024 г.

За периода се прогнозира да се построят: в община Асеновград 1552 м на стойност (...) хил. лв. и в община Пазарджик 11 047 м на стойност (...) хил. лв.

#### *Производствена програма*

В края на 2019 г. очакваната годишна консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за тази територия ще достигне 265 058 MWh/г, реализирана от 9315 броя клиенти.

Прогнозната годишна консумация през периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 14:

Таблица № 14

Групи клиенти / Община	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	MWh/г.	170 661	174 196	178 336	183 150	188 716
Битови	MWh/г.	49 547	55 550	61 716	68 622	76 342
<b>ОБЩО:</b>	MWh/г.	<b>220 208</b>	<b>229 747</b>	<b>240 052</b>	<b>251 772</b>	<b>265 058</b>

Прогнозният брой клиенти с натрупване през годините на бизнес плана е посочен в Таблица № 15:



Таблица № 15

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	брой	336	341	348	359	369
Битови	брой	5634	6317	7087	7959	8946
<b>ОБЩО:</b>	<b>брой</b>	<b>5970</b>	<b>6658</b>	<b>7435</b>	<b>8318</b>	<b>9315</b>

**Ремонтна (експлоатационна програма) на бизнес плановете на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2020 – 2024 г.**

„Овергаз Мрежи“ АД заявява, че експлоатационната дейност е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно и ефективно функциониране на ГРМ, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ.

Дружеството посочва, че експлоатационната дейност, диагностиката и сервизната дейност се осъществяват от експертите в сервизните центрове на дружеството, участващи в поддръжката, диагностиката и сервиза на газовата инфраструктура. Периодичните технически прегледи на разпределителните газопроводи и отклоненията от тях, газорегулаторните и газоизмервателните пунктове и табла, газопроводите и газорегулаторните пунктове на сградните газови инсталации се извършват от органите за технически надзор. Ремонтните дейности и преустройството на ГРМ се извършват от сервизните центрове на газоразпределителното дружество и чрез възлагане. Методическото ръководство и контрол на експлоатационната дейност се осъществява от „Овергаз Мрежи“ АД. Разгледани са следните аспекти на експлоатационната дейност: планови и аварийни ремонти, контрол и ремонти на системите за електрохимична защита, контрол на изправността на елементите на газорегулаторните пунктове и табла, проверка на електронни коректори, разходомери и манометри, извършване на ремонт или преустройство на ГРМ, аварийна готовност и газова безопасност, оперативно управление и наблюдение на ГРМ, включително дейности, изпълнявани от Диспечерски център на дружеството.

„Овергаз Мрежи“ АД ще инвестира във внедряване и развитие на автоматизирана интелигентна система за дистанционно измерване, наблюдение и управление на консумирания природен газ. Проектът за изграждане на автоматизирана интелигентна система за дистанционно измерване, наблюдение и управление на ГРМ (Smart metering) е в съответствие с приложимите изисквания, препоръки и насоки на Европейския парламент и на Съвета заложи в Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и Директива 2012/27/ЕО относно енергийната ефективност. „Овергаз Мрежи“ АД предвижда Smart metering да бъде изградена посредством: интелигентни (смайт) разходомери с вграден комуникационен модул; телекомуникационна среда позволяваща събиране, обработка и предаване на данни от смайт разходомери; информационна система за приемане, съхранение и обработка на данните от битови смайт разходомери; следене на технологичните параметри – аларми и събития и дистанционно управление. С реализирането на Smart metering ще се постигнат следните цели: подобряване на енергийната ефективност и намаляване на загубите от повреди; повишаване на качеството на снабдяването с природен газ; създаване на база данни за анализ на потреблението; планиране и балансиране на природния газ; повишаване на сигурността и улеснена локализация на аварии и пропуски; улеснено отчитане на уреди на труднодостъпни места; по-добра събираемостта на вземанията; предоставяне данни на клиентите за потреблението им във време близо до реалното.

**Социална програма на бизнес плановете на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2020 – 2024 г.**

„Овергаз Мрежи“ АД предвижда да развива активна социална програма, която включва: осигуряване на социално-битовите и културни потребности на служителите; предоставяне на средства за образование и храна; допълнително здравно осигуряване; подпомагане на персонала при настъпване на значими събития (раждане на дете и отглеждане на дете до 2-годишна възраст); подпомагане на самотен родител; подпомагане

при лечение и закупуване на лекарства с висока стойност, застраховка „Живот“.

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване мотивацията на персонала и лоялността към дружеството; създаване на предпоставки за поддържане на приемлив жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване социалния статус на дружеството и привличане на висококвалифицирани сътрудници.

Други социални аспекти на газификацията са: възможностите за реструктуриране на общинските бюджети и пренасочване на средства за организиране на нови социални дейности при реализираните икономии от замената на електрическата енергия и други енергоносители с природен газ; постигане на висок икономически ефект в стопанския сектор в резултат на газификацията на средни и малки фирми, семейни предприятия и малки цехове, оранжерии и ферми; нарастване на инвестиционния интерес на български и чужди компании; повишаване на жизненото равнище на населението, качеството и културата на бита; възможности за битово газоснабдяване при избягване на недостатъците на централното топлоснабдяване; подобряване и осъвременяване на инфраструктурата; увеличаване на свободното време на населението.

Лицензиантът посочва, че по-широкото използване на природния газ би довело до положителни промени в санитарно-хигиенните условия в производствения, обществено-административния и битовия сектор, както и върху всички компоненти на околната среда и здравето на хората. Газификацията значително ще подобри икономическата структура на общините в регионите, като увеличи заетостта независимо от формата на разкриване на нови работни места.

#### **Прогнозна структура и обем на разходите**

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за дейността на дружеството са формирани при стоп цените на равнище 2019 г. и въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ; отчетна и балансова стойност на други дълготрайни активи (сгради, нематериални активи, други материални активи), необходими за извършването на лицензионните дейности, както и брой персонал, необходим за управление, експлоатация на ГРМ и на съоръженията, и за обслужване на клиентите.

Разходите за дейностите, свързани с разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ от краен снабдител, включват разходи за следните основни елементи: материали, външни услуги, амортизации, заплати, социални осигуровки и надбавки и други. Видовете разходи, пряко свързани със съответните лицензионни дейности, съгласно чл. 10 от НРЦПГ са подробно описани и обосновани от дружеството в подаденото от него заявление с вх. № Е-15-57-32 от 30.09.2019 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към ГРМ на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

Структурата и обемът на разходите по икономически елементи за дейността „разпределение на природен газ“ са посочени в Таблица № 16:

Таблица № 16

Разходи по елементи (хил.лв.)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо:
Разходи за материали	651	678	708	742	781	3560
Разходи за външни услуги	8923	9292	9651	10 026	10 457	48 350
Разходи за амортизации	13 923	14 512	15 420	16 411	17 095	77 360
Разходи за заплати	8892	9499	10 166	10 906	11 740	51 202
Разходи за социални осигуровки и надбавки	2325	2485	2660	2854	3073	13 397
Други разходи	4426	4713	5038	5404	5818	25 399
<b>Общо разходи за разпределение:</b>	<b>39 140</b>	<b>41 179</b>	<b>43 642</b>	<b>46 343</b>	<b>48 963</b>	<b>219 268</b>

В структурата на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ най-голям дял имат разходите за амортизация – 35%, следвани от разходите за заплати – 23%, разходите за външни услуги – 22% и други разходи – 12%.

Структурата и обемът на разходите по икономически елементи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са посочени в Таблица № 17:

Таблица № 17

Разходи по елементи (хил.лв.)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо:
Разходи за материали	9	9	9	10	10	48
Разходи за външни услуги	2048	2109	2166	2233	2308	10 864
Разходи за амортизации	20	20	20	20	16	95
Разходи за заплати	1295	1368	1439	1529	1636	7267
Разходи за социални осигуровки и надбавки	352	372	392	416	445	1977
Други разходи	29	31	33	36	39	167
<b>Общо разходи за снабдяване:</b>	<b>3753</b>	<b>3909</b>	<b>4059</b>	<b>4243</b>	<b>4454</b>	<b>20 418</b>

При прогнозните разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за периода на бизнес плана, най-голям дял имат разходите за външни услуги – 53%, следвани от разходите за заплати – 36% и разходите за социални осигуровки – 10%.

***Прогнозна структура на капитала на „Овергаз Мрежи“ АД, размер и начин на финансиране за периода на бизнес плановете***

Средствата за финансиране на проектите за газификация на лицензионните територии покриват инвестиции в ГРМ и съоръжения, необходими за осъществяване на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. Основният капитал на „Овергаз Мрежи“ АД към началото на 2019 г. е 330 000 хил. лв. Собственият капитал на дружеството е 410 960 хил. лв. Балансовата стойност на активите към началото на 2019 г. е 452 339 хил. лв., в т. ч. нетекущи активи за регулирана дейност, които са 317 919 хил. лв.

За целите на финансиране на инвестиционните проекти дружеството предвижда общо 95 526 хил. лв., от които реинвестирани собствени парични средства в размер на (...) хил. лв. и заеми в размер на (...) хил. лв.

Източниците за финансиране на инвестиционната програма са посочени в Таблица № 18:

(...)

В началото на 2019 г. задълженията по банков кредит на „Овергаз Мрежи“ АД са в размер на (...) хил. лв. За периода 2020 – 2024 г. дружеството планира да усвои нови банкови кредити в размер на (...) хил. лв. със срок за погасяване (...) години и лихвен процент (...) на годишна база. Обслужването на заемите за периода на бизнес плановете е посочено в Таблица № 19:

(...)

***Очаквано финансово-икономическо състояние на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2020 – 2024 г.***

„Овергаз Мрежи“ АД е представило прогнозен отчет за 2019 г., от който е видно, че общите приходи са в размер на 212 764 хил. лв. и включват приходи от продажби на природен газ, от присъединяване и други приходи. Общите разходи са на стойност 192 075 хил. лв. Разходите за закупуване на природен газ са в размер на 150 905 хил. лв. Оперативните разходи са в размер на 40 925 хил. лв. Разходите за лихви и такси са в размер на 245 хил. лв. Счетоводната печалба преди данъци е 20 688 хил. лв. Финансовият резултат за 2019 г. е прогнозиран като печалба в размер на 18 620 хил. лв. Нетекущите активи са в размер на 357 905 хил. лв. Текущите активи са в размер на 88 425 хил. лв. Собственият капитал е в размер на 407 466 хил. лв. и включва записан капитал в размер на

330 000 хил. лв., резерви в размер на 58 727 хил. лв., натрупана печалба от предходни години 120 хил. лв. и печалба за текущата година в размер на 18 620 хил. лв. Дружеството предвижда 12 051 хил. лв. за нетекущи пасиви, а текущите пасиви са в размер на 26 812 хил. лв. Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за 2019 г. е 1,14; коефициентът за обща ликвидност е 3,30, а коефициентът на финансова автономност е 10,48. Общото финансово състояние на „Овергаз Мрежи“ АД за 2019 г. може да се определи като много добро.

Дружеството е представило прогнозни баланс, отчет за паричните потоци и отчет за приходите и разходите за периода 2020 – 2024 г.

За периода на бизнес планове за лицензионните територии „Овергаз Мрежи“ АД прогнозира да реализира положителни финансови резултати, като от 25 199 хил. лв. за 2020 г. нетната печалба се увеличава на 32 035 хил. лв. за 2024 г.

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 228 510 хил. лв. за 2020 г. на 281 287 хил. лв. за 2024 г., основно от увеличение на приходите от продажби на природен газ. Структурата на приходите за периода включва: приходи от разпределение и снабдяване с природен газ, приходи от такси за присъединяване.

„Овергаз Мрежи“ АД прогнозира общите разходи да се увеличат от 200 511 хил. лв. за 2020 г. на 245 693 хил. лв. за 2024 г. Разходите за покупка на природен газ имат основен дял в общите разходи за дейността, като се увеличат от 156 982 хил. лв. за 2020 г. на 189 697 хил. лв. в края на периода. Оперативните разходи нарастват от 42 893 хил. лв. за 2020 г. на 53 417 хил. лв. за 2024 г. Разходите за лихви и такси се увеличават от 637 хил. лв. за 2020 г. на 2578 хил. лв. за 2024 г.

Сумата на актива нараства от 479 384 хил. лв. за 2020 г. на 625 051 хил. лв. в края на периода. Нетекущите активи нарастват от 358 142 хил. лв. за 2020 г. на 375 975 хил. лв. за 2024 г. Текущите активи на дружеството се увеличават от 121 242 хил. лв. за 2020 г. на 249 075 хил. лв. през 2024 г. в резултат на увеличените краткосрочни вземания и паричните средства и еквиваленти.

Основният капитал е в размер на 330 000 хил. лв. и не се променя през целия период. Резервите се увеличават от 60 589 хил. лв. за 2020 г. на 71 547 хил. лв. за 2024 г. Собственият капитал на дружеството се увеличава от 432 665 хил. лв. през 2020 г. на 549 079 хил. лв. за 2024 г. вследствие на увеличение на размера на резервите, натрупаната и текущата печалба. Стойността на собствения капитал в общата на стойност на пасива намалява от 90% през 2020 г. до 88% в края на периода.

Нетекущите пасиви от 16 727 хил. лв. за 2020 г. нарастват на 39 607 хил. лв. за 2024 г. Дългосрочните задължения по банкови заеми са в размер на 8261 хил. лв. за 2020 г. и нарастват до 31 141 хил. лв. за 2024 г. Отсрочените данъчни пасиви са с постоянна стойност от 8192 хил. лв. за целия период. Текущите пасиви нарастват от 29 993 хил. лв. за 2020 г. до 36 365 хил. лв. през 2024 г. Краткосрочните банкови заеми нарастват от 3833 хил. лв. за 2020 г. на 10 205 хил. лв. за 2024 г. Търговските задължения са с постоянен годишен размер от 26 160 хил. лв. за периода.

От представените парични потоци за периода 2020 – 2024 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност на дружеството - приходи от продажба на природен газ и приходи от присъединяване към ГРМ. Прогнозирани са плащания, свързани с оперативни разходи без амортизации, разходи за покупка на природен газ, разходи за лихви по заеми и за данъци. Прогнозираните плащания при инвестиционната дейност са свързани с инвестиционни разходи за изграждане на линейна част на ГРМ, съоръжения и други. При финансовата дейност са предвидени привлечени заеми и връщане на главници по заеми.

От паричните 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 планове.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща

балансова структура, са посочени в Таблица № 20:

Таблица № 20

Параметри	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	228 510	239 808	251 944	265 706	281 287
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	200 511	210 266	220 787	232 651	245 693
Счетоводна печалба (хил. лв.)	27 999	29 542	31 157	33 055	35 595
Финансов резултат (хил. лв.)	25 199	26 588	28 041	29 750	32 035
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1,21	1,27	1,33	1,40	1,46
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	4,04	4,80	5,44	5,97	6,85
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	9,26	8,32	7,73	7,40	7,23

**Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2020 – 2024 г.**

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал нараства от 1,21 за 2020 г. до 1,46 през 2024 г. Това е показател, че дружеството ще разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност е със стойности над единица, което означава, че дружеството ще има свободни оборотни средства и няма да има затруднения при погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност е със стойности над единица, като намалява от 9,26 за 2020 г. до 7,23 за 2024 г. Това е показател, 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, определени на база обща балансова структура, може да се направи извод, че за периода 2020 – 2024 г. общото финансово състояние на „Овергаз Мрежи“ АД ще бъде *много добро*. Дружеството ще разполага с необходимия собствен капитал за финансиране на дълготрайни активи и обслужването на дългосрочните си задължения, както и със свободен оборотен капитал за покриване на краткосрочните си задължения.

**Прогноза за цените на предоставяните услуги**

Прогнозните цени за разпределение на природен газ по ГРМ, за снабдяване с природен газ и за присъединяване към ГРМ по групи клиенти са единни за всички лицензионни територии на „Овергаз Мрежи“ АД.

Предложените цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи и подгрупи клиенти за периода 2020 – 2024 г. са посочени в Таблица № 21:

Таблица № 21

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ	Цени за продажба на природен газ от краен снабдител	
	лв./MWh	лв./клиент/месец	лв./MWh
<b>Стопански:</b>			
<b>С равномерно потребление:</b>			
до 528 MWh/год., вкл.	18,14		0,86
до 1057 MWh/год., вкл.	17,03		0,86
до 2113 MWh/год., вкл.	15,92		0,85
до 4226 MWh/год., вкл.	14,81		0,85
до 6339 MWh/год., вкл.	14,16		0,84
до 8452 MWh/год., вкл.	13,70		0,84
до 10 565 MWh/год., вкл.	13,34		0,83
до 21 130 MWh/год., вкл.	12,23		0,80
до 31 695 MWh/год., вкл.	11,58		0,77
до 42 260 MWh/год., вкл.	11,12		0,74
до 52 825 MWh/год., вкл.	10,76		0,71

до 73 955 MWh/год., вкл.	10,22		0,65
до 105 650 MWh/год., вкл.	9,65		0,57
над 105 650 MWh/год.	9,00		0,42
<b>С неравномерно потребление:</b>			
до 53 MWh/год., вкл.	27,05	3,19	
до 528 MWh/год., вкл.	26,89		0,86
до 1057 MWh/год., вкл.	25,98		0,86
до 2113 MWh/год., вкл.	25,08		0,85
до 4226 MWh/год., вкл.	24,17		0,85
до 6339 MWh/год., вкл.	23,64		0,84
до 8452 MWh/год., вкл.	23,26		0,84
до 10 565 MWh/год., вкл.	22,97		0,83
до 21 130 MWh/год., вкл.	22,06		0,80
до 31 695 MWh/год., вкл.	21,53		0,77
до 42 260 MWh/год., вкл.	21,16		0,74
до 52 825 MWh/год., вкл.	20,86		0,71
до 73 955 MWh/год., вкл.	20,42		0,65
до 105 650 MWh/год., вкл.	19,96		0,57
над 105 650 MWh/год.	19,43		0,42
<b>Метанстанции:</b>			
до 4226 MWh/год., вкл.	12,11		0,85
до 10 565 MWh/год., вкл.	11,46		0,83
над 10 565 MWh/год.	10,33		0,71
<b>Обекти на „Топлофикация София“:</b> ВОЦ „Суха река“, ВОЦ „Левски Г“ и ВОЦ „Хаджи Димитър“	1,30		
<b>Битови</b>	27,05	3,19	

Прогнозните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на „Овергаз Мрежи“ АД са посочени в Таблица № 22:

Таблица № 22

Група клиенти	лева/kWh, без ДДС
<b>Стопански клиенти</b>	
до 264 kWh/час, вкл.	430,83
до 528 kWh/час, вкл.	1 152,60
до 10 565 kWh/час, вкл.	2 401,55
до 31 695 kWh/час, вкл.	3 603,14
над 31 695 kWh/час	4 260,32
<b>Битови клиенти</b>	<b>430,83</b>

Заявление с вх. № Е-15-57-32 от 30.09.2019 г. от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на лицензионните територии на дружеството е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

**Предложение за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи**

Според „Овергаз Мрежи“ АД прилагането на метода на ценообразуване „горна граница на цени“ на природния газ дава възможност за „изглаждане“ на цените в рамките на регулаторния период, като се осигурява събиране на необходимите приходи на дружеството за периода. Дружеството посочва, че съгласно ЗЕ и чл. 6 от НРЦПГ образуваните цени са пределни, което му дава възможност да договаря, предлага и прилага по-ниски от утвърдените от Комисията цени при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. „Овергаз Мрежи“ АД заявява, че с оглед регулаторната база и конюнктурата на пазара на енергоносителите ще изгражда и прилага ефективна ценова стратегия, която цели: поддържане на конкурентоспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време и осигуряване чрез цените на дългосрочната

ефективност на дейността.

***Определяне на области за повишаване на ефективността***

Дейността на „Овергаз Мрежи“ АД обхваща веригата от изграждането на ГРМ до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Лицензиантът декларира, че усилията за ефективна дейност са насочени към всеки един елемент от тази верига. Дружеството предвижда повишаване на ефективността в следните области:

***В производството:*** прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; използване на високоефективна строителна техника; квалифициран персонал; създаване на организация за оптимално използване на строителната техника и рационализиране на снабдителния процес.

***В маркетинга на услугата:*** ефективна организация на сервизната дейност; модернизация на разходомерите за природен газ чрез прилагане на интелигентни системи за измерване (Smart metering); развитие на центрове за работа с клиентите; квалифициран персонал и атрактивни рекламни кампании.

***Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Овергаз Мрежи“ АД в бизнес плановете за периода 2020 – 2024 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на лицензионните територии.***

Изказвания по т.3.:

Докладва С. Станкова. В Комисията е подадено заявление от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за одобряване на бизнес плановете за лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г. Сформирана е работна група, която е извършила проучване на бизнес плановете от техническа, финансово-икономическа и правна страна. По отношение изпълнението на бизнес плановете на „Овергаз мрежи“ АД за периода 2017 – 2019 г. може да се каже, че за две от лицензионните територии то малко по 100%, а за три от тях е доста над 100%. Може да се каже, че средно е около 100%. Финансово-икономическо състояние на „Овергаз мрежи“ АД за периода 2016 – 2018 г. е било много добро. Бизнес плановете на дружеството за периода 2020-2024 г. са представени за всички територии по показатели. Усреднено инвестиционната и производствената програма за всички територии предвижда изграждането на 397 893 м газоразпределителна мрежа и 53 508 бр. прилежащи съоръжения на обща стойност 79 506 000 лв. В края на 2024 г. очакваната годишна консумация ще достигне 4 172 796 МВтч на година, което е около 415 млн. куб., реализирано от 129 319 броя клиенти. Дружеството е представило ремонтна и социална програма за този период, прогнозната структура и обем на разходите, прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране за периода на бизнес плана. Освен на собствени средства, дружеството ще разчита и на кредити. Относно очакваното финансово-икономическо състояние на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2020 – 2024 г. То ще бъде много добри според стойностите на показателите в балансовата структура. Представена е прогноза на цените за доставяните услуги, които са предмет на разглеждане в отделно административно производство. Представено е и предложение за равномерно изменение на цените при значително изменение на показателите и са определени области за повишаване на ефективността. Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Овергаз Мрежи“ АД в бизнес плановете за периода 2020 – 2024 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на лицензионните територии. Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
  2. Да одобри на „Овергаз Мрежи“ АД:
    - 2.1. Бизнес план за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2020 – 2024 г.;
    - 2.2. Бизнес план за територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово за периода 2020 – 2024 г.;
    - 2.3. Бизнес план за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2020 – 2024 г.;
    - 2.4. Бизнес план за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2020 – 2024 г.;
    - 2.5. Бизнес план за обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2020 – 2024 г.
- От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2020 – 2024 г.;
2. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово за периода 2020 – 2024 г.;
3. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2020 – 2024 г.;
4. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2020 – 2024 г.;
5. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2020 – 2024 г.

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

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – 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 разгледа доклад и проект на решение относно **заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.**



Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Овергаз Мрежи” АД с вх. № Е-15-57-32 от 30.09.2019 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи (ГРМ) на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-198 от 07.10.2019 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на заявлението и приложените документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28 от НРЦПГ са установени нередовности, поради което с писмо с изх. № Е-15-57-32 от 08.10.2019 г. от „Овергаз Мрежи” АД е изискано да представи следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени, което да съдържа ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ за снабдяване на клиенти със съгъстен природен газ (СПГ) за съответните общини в лицензионните територии на „Овергаз Мрежи“ АД; обосновка на ценовата компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ по общини, съгласно изискването на чл. 19а от НРЦПГ; копия от търговските договори (и анекси към тях в случай, че има такива), по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; доказателства за оповестяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от Закона за енергетиката и чл. 33 от НРЦПГ в средствата за масово осведомяване; обосновка на разходите, предвидени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“; разбивка на съдебните разходи за отчетната 2018 г. и прогнозната 2019 г.; обосновка на планираните от дружеството съдебни разходи за лицензионните дейности за периода 2020 – 2024 г., предвид разпоредбата на чл. 10, ал. 4, т. 11 от НРЦПГ; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя съгласно чл. 27а от НРЦПГ.

С писмо с вх. № Е-15-57-32 от 18.10.2019 г. „Овергаз Мрежи” АД е представило заявление за утвърждаване на цени, съдържащо ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ за снабдяване на клиенти със СПГ, както и данни, документи и допълнителни обосновки; копия на: Договор № 494-191 от 30.08.2018 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, със срок на действие от 07:00 часа на 01.01.2019 г. до 07:00 часа на 01.01.2020 г.; Договор № 494-192 от 30.08.2018 г. за доставка на природен газ на входен пункт на газопреносната мрежа, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, със същия срок на действие; Рамков договор за покупко-продажба на природен газ на виртуална търговска точка, сключен с „Ес Дий Проджект“ ЕАД, със срок на действие от 07:00 часа на 09.02.2019 г. до 07:00 часа на 01.10.2019 г.

С писмо с изх. № Е-15-57-32 от 11.11.2019 г. от заявителя е изискано да предостави копия на сключените договори (и анекси към тях, в случай че има такива) с метанстанции, които извършват компресиране на природния газ и с транспортните фирми за доставка на компресиран природен газ до началото на ГРМ на дружеството за териториите на общините Банско, Разлог, Карнобат и Бяла, както и информация откъде дружеството ще купува природен газ след 01.01.2020 г., респективно копия от договори за доставка на природен газ.

С писмо с вх. № Е-15-57-32 от 18.11.2019 г. дружеството е предоставило заверени копия от договори с метанстанции, които извършват компресиране на природен газ за териториите на общините Банско, Разлог, Карнобат и Бяла, и с транспортните фирми за доставка на компресиран природен газ до началото на ГРМ на дружеството за териториите на тези общини, както следва: Договор за съхранение и транспорт на компресиран природен газ № 03-03-240 от 10.11.2014 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД, ведно с 3 бр. анекси към него (съответно от 12.08.2015 г., 15.01.2016 г. и от 17.08.2016 г.);

Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ № Б-1510041-0-ДР от 01.08.2015 г., сключен със „Овергаз Си Ен Джи“ АД; Договор за съхранение и транспорт на компресиран природен газ № Б-1510042-0-ДР от 01.08.2015 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД; Договор за съхранение и транспорт на компресиран природен газ № ДКПГ-390 от 01.08.2015 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД; Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ от 02.11.2015 г. с „Девонгаз“ ЕООД, ведно с анекс към него, сключен на 31.01.2017 г.; Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ № ПП-ОМ-38 от 01.01.2018 г. с „Енемона Екогаз“ ООД и две допълнителни споразумения към него от 28.09.2018 г. и от 19.07.2019 г.

По отношение на действащите договори за доставка на природен газ на входни и изходни пунктове на газопреносната мрежа, сключени с обществения доставчик, дружеството заявява, че води преговори за удължаване срока на действието им и след 01.01.2020 г. От представената обосновка е видно, че лицензиантът съхранява количества природен газ в ПГХ „Чирен“, предназначени за добив през месец март 2020 г. В допълнение, дружеството посочва, че възнамерява да участва в търгове за освобождаване на количества природен газ по чл. 176а от ЗЕ, както и да търси възможности за закупуване на природен газ на организирания борсов пазар.

С писма с вх. № Е-15-57-32 от 27.11.2019 г. и от 05.12.2019 г. дружеството е предоставило допълнителна информация във връзка с подаденото заявление.

С писмо с вх. № Е-15-57-33 от 13.12.2019 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило Допълнително споразумение № 11 от 26.09.2019 г. към Рамков договор № ПП-ОМ-51/ЕДП-ПП-45 от 08.02.2019 г. за покупко-продажба на природен газ, сключен с „Ес Дий Проджект“ ЕАД, с което срокът на договора е удължен до 07:00 часа на 01.10.2020 г. Приложено е и копие на Потвърждение от „Газов хъб Балкан“ ЕАД към „Ес Дий Проджект“ ЕАД за успешно закупени количества природен газ по Програма за освобождаване на природен газ. „Ес Дий Проджект“ ЕАД е участвало в търга по програмата на основание чл. 176а, ал. 3, т. 3 от ЗЕ, като закупеният природен газ е предназначен за доставка на крайния снабдител „Овергаз Мрежи“ АД - чл. 176а, ал. 3, т. 1 от ЗЕ.

Към заявлението са приложени и справки за образуване на цените за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител в поверителен и неповерителен вариант.

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2, 3 и 5 от НРЦПГ, на регулиране от Комисията подлежат цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи.

„Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на следните лицензии:

- № Л-184-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-184-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за лицензионната територия на Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, със срок до 17.12.2039 г.;

- № Л-441-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-441-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на обособена територия „Дунав“ и общините Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени и Левски (лицензионна територия „Север“), за срок от 27 години;

- № Л-438-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-438-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общини Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара

Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово (лицензионна територия „Изток“), за срок от 26 години;

- № Л-439-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-439-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера (лицензионна територия „Юг“), за срок от 25 години;

- № Л-440-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-440-12 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог (лицензионна територия „Запад“), за срок от 25 години.

С Решение № Ц-16 от 17.08.2017 г. Комисията е утвърдила на заявителя цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на следните лицензирани територии: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ до 2019 г., включително. С посоченото решение КЕВР е утвърдила на „Овергаз Мрежи” АД единни цени по групи потребители за всички територии, които са в обхвата на издадените на дружеството лицензии.

Със заявление с вх. № Е-15-57-32 от 30.09.2019 г. „Овергаз Мрежи” АД е поискало да му бъдат утвърдени цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към ГРМ на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г. „Овергаз Мрежи” АД е оповестило предложението си за утвърждаване на цени чрез публикации на сайта на електронната медия [www.sega.com](http://www.sega.com), на интернет страница на дружеството, както и на електронните страници: [www.OvergasCapital.com](http://www.OvergasCapital.com) и [www.naturalgas.bg](http://www.naturalgas.bg). По своята същност подаденото от „Овергаз Мрежи” АД заявление е за утвърждаване на единни цени за лицензираните територии на дружеството, а именно: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“, съответно за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към ГРМ, за периода 2020 – 2024 г.

Съгласно чл. 5, ал. 2 от НРЦПГ Комисията по искане на лицензиант, притежаващ повече от една лицензия за разпределение на природен газ и/или снабдяване с природен газ от краен снабдител и при доказан положителен ефект за клиентите, може да утвърждава единни цени по групи клиенти за териториите, които са в обхвата на тези лицензии.

За да обоснове искането си за единни цени „Овергаз Мрежи” АД в писма с вх. № Е-15-57-32 от 05.12.2019 г. и вх. № Е-15-57-32 от 17.12.2019 г. е посочило, че за периода 2017 г. – 2019 г., през който дружеството прилага единни цени, е отчетен положителен ефект, а именно: увеличение на изпълнението на плана за присъединяване на клиенти от 74% за 2016 г., 100% за 2017 г. и 126% за 2018 г.; увеличение на изпълнението на плана за изграждане на ГРМ от 82% за 2016 г., 104% за 2017 г. и 103% за 2018 г.; повишаване на удовлетвореността на клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД в резултат на прилагането на единни цени, както за лицензионните дейности, така и за съпътстващите ги услуги. Заявителят счита, че плащането на една и съща цена от клиенти с обекти в различни лицензионни територии, които попадат в една и съща тарифна група, осигурява прозрачност и яснота по отношение на прилаганите тарифи. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че прилагането на единни цени за всички територии, които са в обхвата на издадените на дружеството лицензии, осигурява: положителен ефект за потребителите от икономически по-слабо развитите лицензионни територии, тъй като индивидуалните цени за тях са по-високи от единните, което от своя страна стимулира процеса на газификация и увеличава конкурентоспособността и достъпността на природния газ; оптимизиране на общите разходи (административни, разходи за системите за наблюдение, управление и развитие на мрежата) за изпълнение на лицензионната дейност на всички лицензионни територии; създаване на възможности за по-бърза автоматизация на процесите, което

прави предоставяната услуга на съвременно ниво, необходимо за либерализиран пазар; достъп до енергиен ресурс на конкурентни цени, което е в полза, както на инвеститорите, така и на потребителите от по-слабо развитите територии.

Дружеството счита също, че пазарната ситуация не се е променила след изготвянето на икономическия анализ на независимия експерт, разгледан от КЕВР в мотивите на Решение № Ц-16 от 17.08.2017 г. във връзка с утвърждаването на единните цени на дружеството за периода 2017 г. – 2020 г., както и че за този период на прилагане на единни цени няма нито една жалба от клиент по този въпрос. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че визирият икономически анализ е установил неутрален кумулативен ефект от прилагането на единни цени, като заключението на независимия експерт е, че предвид прилагания метод на ценово регулиране „горна граница на цени“, реализирането от страна на „Овергаз Мрежи“ АД на по-висока ефективност спрямо заложената от регулатора, ще доведе до постигане на по-ниски цени на пазара в дългосрочен план, с положителни ефекти за клиентите.

Заявителят е направил сравнение между единните и изчислените индивидуални цени за разпределение и снабдяване с природен газ за всяка лицензионна територия за периода 2020 – 2024 г., което показва по-ниски цени за клиентите в лицензионните територии „Изток“, „Запад“ и „Юг“, по-ниски цени за равномерните потребители в лицензионните територия „Север“, по-ниски цени за равномерните потребители в лицензионната територия Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, с изключение на групата до 53 MWh/г. За лицензионна територия „Север“ индивидуалните цени за неравномерните клиенти са по-високи от единните, което се дължи на различната структура на продажбите на природен газ на тази територия спрямо структурата на продажбите на цялото дружество. Делът на продажбите в равномерния сектор е 73% от стопанския сектор, спрямо 58% за цялото дружество.

Предвид горните аргументи на дружеството и с оглед установяване на предпоставката за утвърждаване на единни цени по чл. 5, ал. 2 от НРЦПГ, а именно: наличие на доказан положителен ефект за клиентите от прилагането на единните цени по групи потребители за териториите, които са в обхвата на издадените на „Овергаз Мрежи“ АД лицензии, е извършен икономически анализ, включително на влиянието на предложените единни цени върху клиентите на лицензираните територии, в резултат на който се установява следното:

От анализа на отчетните данни на дружеството е видно, че изпълнението на заложените параметри в одобрения бизнес план за периода 2017 г. - 2019 г. е следното: инвестиционна програма за развитие на ГРМ – 96%; консумация на природен газ за стопански клиенти – 97%, съответно за битови клиенти – 110%; присъединени клиенти (с натрупване): стопански – 80%, битови – 106%. Ценовата политика, водена от заявителя, осигурява развитие на ГРМ и уплътняване на мрежата, а използването на природен газ е достатъчно атрактивно за всички категории клиенти на дружеството, особено за битовите, което в контекста на незначителния процент газифицирани домакинства в страната е положителна тенденция.

Прилагането на единни цени от „Овергаз Мрежи“ АД ще намери положително отражение в намаляване на разходите за административните дейности на дружеството, оптимизиране на общите разходи за извършване на дейността на дружеството на отделните лицензионни територии, като се избягва дублиране на разходи. По този начин ще се реализира балансирано разпределяне на разходите при съпоставими и прозрачни цени. Прилагането на единни цени на всички лицензионни територии ще осигури предвидимост за клиентите с обекти от една тарифна група в различни лицензионни територии. Единните цени за присъединяване към ГРМ на „Овергаз Мрежи“ АД на отделните лицензионни територии ще създаде условия за стимулиране на инвестициите в инфраструктура по недискриминационен начин, както и за равнопоставен достъп на нови клиенти до мрежите.

Горното аргументира наличие на икономически ползи, които обосновават

положителен ефект за клиентите от прилагането на единните цени по групи потребители за териториите, които са в обхвата на издадените на „Овергаз Мрежи“ АД лицензии.

В допълнение следва да се има предвид, че дружеството и към момента прилага единни цени на всичките си лицензионни територии, утвърдени с Решение № Ц-16 от 17.08.2017 г. на КЕВР.

„Овергаз Мрежи“ АД е предложило тарифна структура, в която основните клиентски групи и подгрупи са формирани на база годишно потребление и режим на потребление на природен газ. Дружеството не предвижда промяна на тарифната структура за новия регулаторен период. Цените за разпределение на природен газ са еднокомпонентни, в лв./MWh, цените за снабдяване с природен газ също са еднокомпонентни, в лв./MWh или лв./клиент/месец. Основните клиентски групи са: стопански и битови клиенти. За групата на стопанските клиенти са формирани подгрупи, в зависимост от режима на потребление на природен газ. Метанстанциите не използват природен газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ. Според дружеството, при тях съществува по-голям риск от погрешни заявки, тъй като те не са преки потребители на природен газ, т.е. те трябва да прогнозираят бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година, за разлика от един обикновен стопански потребител, който носи риска от грешни заявки за своето собствено потребление, което е много по-лесно за прогнозиране и управление. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че на неговите лицензионни територии работят метанстанции, пряко присъединени към преносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които закупуват природен газ на цената, на която го купува и газоразпределителното дружество. Това поставя метанстанциите на ГРМ на заявителя в изключително неизгодна позиция, поради което метанстанциите са обособени в самостоятелна група.

Дружеството е обособило отделна тарифна група, която включва три обекта на „Топлофикация София“ АД, а именно ВОЦ „Хаджи Димитър“, ВОЦ „Сухата река“ и ВОЦ „Левски Г“. Формирането на тази тарифна група е породено от характера на потребление, значителните обеми транспортиран природен газ и социалната значимост на предоставяната от „Топлофикация София“ АД услуга. От друга страна, това е свързано и с факта, че за тези обекти „Овергаз Мрежи“ АД осъществява само разпределение на природен газ. Цената за разпределение за тези обекти е изчислена като отношение на сумата на дисконтираните необходими приходи и сумата на дисконтираните количества пренесен природен газ за периода 2020 – 2024 г. Необходимите приходи включват възвращаемост върху направените инвестиции плюс разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и съоръженията към нея.

Предвид горните аргументи, предложената от дружеството тарифна структура е обоснована.

Предложените за утвърждаване от „Овергаз Мрежи“ АД цени за пренос на природен газ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за лицензионните територии на дружеството за новия регулаторен период са посочени в Таблица № 1:

**Цени за пренос и снабдяване с природен газ**  
№ 1

**Таблица**

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ	Цени за продажба на природен газ от краен снабдител	
	лв./MWh	лв./клиент/месец	лв./MWh
<b>Стопански:</b>			
<b>С равномерно потребление:</b>			
до 528 MWh/год., вкл.	18,14		0,86
до 1057 MWh/год., вкл.	17,03		0,86
до 2113 MWh/год., вкл.	15,92		0,85
до 4226 MWh/год., вкл.	14,81		0,85
до 6339 MWh/год., вкл.	14,16		0,84
до 8452 MWh/год., вкл.	13,70		0,84
до 10 565 MWh/год., вкл.	13,34		0,83

до 21 130 MWh/год., вкл.	12,23		0,80
до 31 695 MWh/год., вкл.	11,58		0,77
до 42 260 MWh/год., вкл.	11,12		0,74
до 52 825 MWh/год., вкл.	10,76		0,71
до 73 955 MWh/год., вкл.	10,22		0,65
до 105 650 MWh/год., вкл.	9,65		0,57
над 105 650 MWh/год.	9,00		0,42
<b>С неравномерно потребление:</b>			
до 53 MWh/год., вкл.	27,05	3,19	
до 528 MWh/год., вкл.	26,89		0,86
до 1057 MWh/год., вкл.	25,98		0,86
до 2113 MWh/год., вкл.	25,08		0,85
до 4226 MWh/год., вкл.	24,17		0,85
до 6339 MWh/год., вкл.	23,64		0,84
до 8452 MWh/год., вкл.	23,26		0,84
до 10 565 MWh/год., вкл.	22,97		0,83
до 21 130 MWh/год., вкл.	22,06		0,80
до 31 695 MWh/год., вкл.	21,53		0,77
до 42 260 MWh/год., вкл.	21,16		0,74
до 52 825 MWh/год., вкл.	20,86		0,71
до 73 955 MWh/год., вкл.	20,42		0,65
до 105 650 MWh/год., вкл.	19,96		0,57
над 105 650 MWh/год.	19,43		0,42
<b>Меганстанции:</b>			
до 4226 MWh/год., вкл.	12,11		0,85
до 10 565 MWh/год., вкл.	11,46		0,83
над 10 565 MWh/год.	10,33		0,71
<b>Обекти на „Топлофикация София“:</b>			
ВОЦ „Суха река“, ВОЦ „Левски Г“ и ВОЦ „Хаджи Димитър“	1,30		
<b>Битови</b>	27,05	3,19	

Забележка: В цените, предложени за утвърждаване не е включен ДДС.

## 1. Регулаторен период

Предложеният от „Овергаз Мрежи“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години – 2020 г. - 2024 г. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

Според предоставената от дружеството обосновка, диапазонът на регулаторния период дава възможност на газоразпределителните дружества да определят най-оптималния срок, който да бъде в полза, както на акционерите, така и на клиентите. От стартирането на процеса на регулиране на цените „Овергаз Мрежи“ АД е изготвяло заявления за утвърждаване на цени с продължителност на регулаторния период от 5 години. През годините има изключения за по-кратки регулаторни срокове, поради изоставане на процедурата за утвърждаване на цените спрямо одобрението на бизнес плановете. Дружеството счита, че дългогодишната практика показва, че оптималният регулаторен период на цените е 5 години.

Във връзка с горното, следва да се има предвид, че методът „горна граница на цени“ дава възможност за „изглаждане“ на цените в рамките на регулаторния период чрез извършване на съответните годишни корекции.

## 2. Разходи

Съгласно чл. 10 от НРЦПГ, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата.

Общите разходи, разделени по дейности, са посочени в Таблица № 2:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица

№ 2

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Общо разходи, в т.ч.:</b>	<b>44 010</b>	<b>46 263</b>	<b>48 938</b>	<b>51 893</b>	<b>54 803</b>
за дейността „разпределение на природен газ“	40 258	42 355	44 879	47 650	50 349
за дейността „снабдяване с природен газ от краен	3753	3909	4059	4243	4454

Разходите за обекти на „Топлофикация София“ са, както следва: за 2020 г. – 143,3 хил.лв.; за 2021 г. – 142,4 хил. лв.; за 2022 г. – 141,4 хил. лв.; за 2023 г. – 140,4 хил. лв. за 2024 г. – 139,3 хил. лв.

Дружеството е представило обосновка за разпределението на разходите за периода 2020 – 2024 г., видно от която същите са планирани като функция от разходите, реализирани през 2018 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно: продажби на природен газ по клиентски групи; брой клиенти по клиентски групи; дължина на ГРМ; отчетна стойност на ГРМ; брой персонал. Броят на персонала за дейностите „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ“ и административно-управленския персонал по години. За дейност „разпределение на природен газ“ броят на персонала нараства от 346 служители през 2020 г. на 480 през 2024 г., за дейност „снабдяване с природен газ“ изменението е от 58 служители през 2020 г. на 77 през 2024 г., а за административно-управленския персонал – от 96 през 2020 г. на 112 в края на регулаторния период.

Броят на служителите в дейност „разпределение на природен газ“ е планиран, като функция от развитието на дължината на ГРМ и броя нови съоръжения, които следва да се обслужват от служителите в тази дейност.

Броят на служителите в дейност „снабдяване с природен газ“ е планиран, като функция от увеличението на продажбите на природен газ и присъединените клиенти които следва да се обслужват от служителите в тази дейност.

Броят на служителите в административно-управленска дейност е планиран, като функция от естественото нарастване на обема на дейността на дружеството, в резултат на новопридобитите активи и новоприсъединените клиенти.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи и по икономически елементи.

#### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 92% от общия обем разходи, предвидени от дружеството. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ, променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ и разходи, предвидени за административно-управленския персонал – разпределени пропорционално за двете лицензионни дейности.

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 35 908 хил. лв. през 2020 г. на 45 492 хил. лв. през 2024 г.

##### **2.1.1.1. Условно-постоянни разходи:**

*Разходите за материали* са с относителен дял 2% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 612 хил. лв. през 2020 г. на 749 хил. лв. през 2024 г. Те включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозирани на база постигнато ниво за 2018 г.;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани в зависимост от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход на служител през 2018 г.;

- *разходи за материали за текущо поддържане на ГРМ*, за резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата, както и 0,13% от средната стойност на линеен метър (152 лв./л.м). Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозирани на база брой на съоръженията и 0,13% от средната стойност на съоръжение (773 лв./съоръжение). Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- *разходи за други материали*, планирани на база годишен разход за 2018 г. за съответната дейност.

*Разходите за външни услуги* представляват 20% от УПР за дейността

„разпределение на природен газ“ и нарастват от 7478 хил. лв. през 2020 г. на 8498 хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват:

- *разходи за застраховки*, включващи: ГРМ – имуществена застраховка и застраховка гражданска отговорност на стойност 0,105% от отчетната стойност на линейна част и на съоръженията. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, техника, имоти – планирани на база разходите за 2018 г. за съответната дейност, персонал – включва застраховка на персонала от съответната дейност в размер на 100 лв./служител;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозиран на база постигнати разходи за 2018 г.; разходи за лицензионни такси, прогнозиран в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетика. Лицензионните такси са планирани в размер на 0,055% от приходите за съответната дейност през предходната година плюс постоянна компонента в размер на 2000 лв.;

- *поценски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозиран на база постигнати разходи за 2018 г.; разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, определени съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ (пренос по ГРМ и пренос по магистрално газопроводно отклонение) и включват комплексно сервизно обслужване и аварийна готовност на съоръженията и газопроводите, технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, планирани като функция от броя на персонала, ангажиран в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2018 г.;

- *разходи за наеми*: на сгради - включват наем на помещения, разпределен на база брой служители по дейности; на газопроводи, съоръжения и техника - включват наем на газопровод и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, планиран на база годишен разход за 2018 г., както и други, на база годишен разход за 2018 г. за съответната дейност;

- *разходи за транспорт*, включващи разходи за транспортна услуга по видове дейности, като функция от изменението на броя на персонала за съответната дейност. Предвидена е икономия в тези разходи в сравнение с постигнатите през 2018 г.;

- *разходи за проверка на уреди*, които са прогнозиран съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване“ и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване“ от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ (пренос на природен газ по ГРМ);

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозиран на база годишен разход за 2018 г. за съответната дейност;

- *съдебни разходи*, които са прогнозиран на база годишен разход за 2018 г. – на обща стойност 2,5 хил. лв., в т.ч. 0,9 хил. лв. за дейност „разпределение на природен газ“ и включват държавни такси към съдилища, свързани с лицензионна дейност на дружеството. За прогнозната 2019 г. съдебните разходи са запазени на нивото на отчет за 2018 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2018 г.;

- *други разходи* за външни услуги се отнасят по лицензионни дейности на база прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек/годишно, като са планирани на база отчетните данни за 2018 г. и включват: ИТ и информационно обслужване – права за ползване и текуща поддръжка на Корпоративната интегрирана



система за производство и експлоатация на елементите на газовата инфраструктура (модули GIS, АММ, CRM, Billing и BI) и услуги по управление на персонала, осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, обслужване и развитие на служителите в дейност разпределение.

*Разходите за амортизации* за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 39% от УПР. Тези разходи нарастват от 13 917 хил. лв. през 2020 г. на 17 093 хил. лв. през 2024 г. Разходите за амортизации са определени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ, както и на база амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

*Разходите за заплати и възнаграждения* включват разходите за заплати на персонала, зает в съответната дейност. Тези разходи представляват 21% от УПР и нарастват от 6557 хил. лв. през 2020 г. на 8339 хил. лв. през 2024 г.

*Разходите за социални осигуровки и надбавки* включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им през прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са 5% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 1729 хил. лв. за 2020 г. на 2199 хил. лв. за 2024 г.

*Други разходи* с относителен дял 13% от УПР, които нарастват от 4344 хил. лв. за 2020 г. на 5316 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени:

- *разходи за охрана на труда и разходи за командировки*, които са прогнозирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход на човек през 2018 г.;

- *разходи за работно облекло*, в зависимост от броя на персонала в дейност „разпределение на природен газ“ и средния годишен разход на човек през 2018 г.;

- *разходи за публикации*, прогнозирани на база годишен разход за 2018 г.;

- *други разходи*, съдържащи разходите, които не могат да бъдат отнесени към наличната номенклатура, за прогнозния период са запазени на нивото от 2018 г.;

- *разходите за развитие на пазара*, които представляват разходите за маркетинг и реклама, както и за активно въздействие върху пазара с цел присъединяване на нови клиенти. Въздействието върху пазара включва и консултиране на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Според „Овергаз Мрежи“ АД, газоразпределителните дружества са не само транспортъри на енергийния източник и сервизни компании за обслужване на ГРМ и клиентите, но от тях се изисква активна дейност по разширяване на пазара, предоставяне на алтернативен източник на енергия и изпълнение на социални ангажименти към обществото, съгласно издадените лицензии;

- *разходи за обучение и квалификация*, които са планирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2018 г.

#### **2.1.1.2. Променливи разходи**

Променливите разходи се увеличават от 1262 хил. лв. за 2020 г. на 1447 хил. лв. за 2024 г. Тези разходи включват:

- *разходи за одорант*, които са в размер на 0,32 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ (20 мл/1000 м<sup>3</sup>), които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- *разходи за загуби на газ*.

#### **2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“**

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват условно-постоянни разходи, като дружеството не прогнозира разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността нарастват от 2990 хил. лв. за 2020 г. на 3644 хил. лв. за 2024 г.

*Разходите за материали* са с относителен дял 0,27% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ“, като се увеличават от 8,5 хил. лв. през 2020 г. на 9,5 хил. лв. през 2024 г., включват разходи за материали и за други материали.

*Разходите за външни услуги* представляват 54% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” и нарастват от 1716 хил. лв. през 2020 г. на 1965 хил. лв. през 2024 г. Включват:

- *застраховки* на персонала, в размер на 100 лв./служител/година; данъци и такси, планирани на база постигнатите разходи за 2018 г.;

- *лицензионна такса*, планирана в размер на 0,055% от приходите за дейност снабдяване с природен газ през предходната година плюс постоянен компонент в размер на 2000 лв., определена на основание Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетика;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, планирани на нивото на постигнатите разходи за 2018 г.;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, планирани като функция от броя на персонала в дейността и средния годишен разход на служител през 2018 г.;

- *наеми* на помещения, разпределен на база брой служители, заети в дейността; *транспорт* – разходи за транспортна услуга за дейността, като функция от изменението на броя на персонала;

- *вода, отопление и осветление*, планирани като функция от броя на персонала, зает в дейността и средния годишен разход на служител през 2018 г.;

- *други разходи* за външни услуги, които включват: ИТ и информационно обслужване, на база на прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек/годишно; права за ползване и текуща поддръжка на Корпоративната интегрирана система за управление на отношенията с клиентите и вземанията от тях (модули CRM, Billing и BI), на база годишен разход за 2018 г.

*Разходите за амортизации* представляват 0,4% от УПР. Тези разходи намаляват от 20 хил. лв. през 2020 г. на 16 хил. лв. през 2024 г.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 35% от УПР и нарастват от 955 хил. лв. през 2020 г. на 1268 хил. лв. през 2024 г.

*Разходите за социални осигуровки и надбавки* се увеличават от 262 хил. лв. за 2020 г. на 348 хил. лв. за 2024 г.

*Други разходи* са с относителен дял 1% от УПР и нарастват от 29 хил. лв. за 2020 г. на 38 хил. лв. в края на регулаторния период. Те включват разходи за: охрана на труда, данъци удържани при източника съгласно ЗКПО, обучение и квалификации, командировки, свързани с обслужване на клиентите по територии и публикации.

От представената обосновка е видно, че на лицензираните територии на „Овергаз Мрежи“ АД има населени места, които не са свързани с газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, тъй като последният не е изградил магистрално газопроводно отклонение (МГО). В тези населени места „Овергаз Мрежи“ АД изгражда ГРМ и я захранва с компресиран природен газ на входа. В качеството си на краен снабдител, е длъжен да гарантира сигурност на доставките с природен газ на крайните клиенти. За целта „Овергаз Мрежи“ АД е сключило договори с метанстанции, които извършват компресиране на природния газ и с транспортни фирми за доставката му до началото на ГРМ на дружеството. Компресираният природен газ се декомпресира на специално изградени площадки, откъдето се захранва ГРМ на съответното населено място в лицензираната територия.

Описаната технология за доставка на природен газ се прилага в следните общини от лицензираните територии на „Овергаз Мрежи“ АД: Банско и Разлог; Карнобат и Бяла.

*Разходите за компресиране на природен газ* включват всички разходи за съгъстяването на природния газ до налягане от 200 бара. *Разходите за транспорт на компресирания природен газ* в специализирани транспортни средства (трейлъри и платформи за пренос и съхранение на компресиран природен газ, собственост на фирма доставчик) за доставка на СПГ до газорегулаторните станции в началото на ГРМ на всяка една от посочените общини. Разходите за транспорт зависят от разстоянието между компресорната станция и площадката за декомпресиране, както и от вида и броя на

използваното оборудване за доставка на СПГ. *Разходите за декомпресиране на природен газ* включват всички разходи за понижаване налягането на компресирания природен газ до работното налягане на ГРМ, посредством декомпресиращи модули.

Изграждането на МГО до общините Банско и Разлог е залегнало в десетгодишните планове за развитие на преносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 2013 г. досега, но все още не е финализирана реализацията му. Тези общини са от съществено значение за „Овергаз Мрежи“ АД, поради значителния клиентски потенциал. Захранването на тези общини със СПГ се отличава с голяма трудност и неравномерност, предвид тяхното географско разположение и основно зимния характер на доставките.

След изграждане на магистрални газопроводни отклонения към горепосочените общини, компонентата за снабдяване със СПГ ще отпадне.

В съответствие с чл. 19, ал. 6 от НРЦПГ, цените за снабдяване със съгъстен природен газ са определени в лева/MWh. В тази връзка, тъй като цените в договорите са лева/1000 м<sup>3</sup>, дружеството е извършило преобразуването им в лева/MWh, при прилагане на средноаритметичната представителна калоричност за 12-месечен период (09.2018 – 08.2019 г.) преди подаване на заявлението по данни на преносния оператор (10,565 kWh/м<sup>3</sup>). По този начин са определени компонентите на цените за снабдяване със СПГ: разходи за компресиране и декомпресиране и разходи за транспорт.

#### **2.1.2.1. Разходите за снабдяване със СПГ в общини Банско и Разлог са, както следва:**

*Компресиране на природен газ:* съгласно Договор № ПП-ОМ-38 от 01.01.2018 г. с „Енемона Екогаз“ ООД, цената на компресирания природен газ е цената за доставка на природния газ на обществения доставчик, цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа и търговската надбавка, включваща всички разходи на продавача за компресиране и печалба в размер на 10,41 лв./MWh.

*Транспорт на природен газ:* съгласно Договор № 03-03-240 от 10.11.2014 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД, цената за извършване на услугата транспорт и съхранение се определя в зависимост от началната точка и е в размер на 21,80 лв./MWh.

*Декомпресиране на природния газ:* ГРМ на двете населени места е свързана и се захранва от площадка за декомпресиране в гр. Разлог. Компонентата за декомпресиране на природния газ е изчислена в размер на 1,39 лв./MWh.

Предвид горното, разходите за компресиране, транспорт и декомпресиране на природния газ за общини Банско и Разлог се предвиждат в размер на **33,60 лв./MWh**.

#### **2.1.2.2. Разходите за снабдяване със СПГ в община Карнобат включват:**

*Компресиране на природен газ:* съгласно Договор № Б-1510041-О-ДР от 01.08.2015 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД, цената на компресирания природен газ, която дружеството заплаща, е сума от цената на природния газ, утвърдена от КЕВР на обществения доставчик и търговска надбавка, включваща всички разходи на продавача за компресиране и печалба в размер на 13,03 лв./MWh.

*Транспорт на природен газ:* съгласно Договор № ДКПГ-388 от 01.08.2015 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД, цената за извършване на услугата транспорт и съхранение се определя в зависимост от началната точка и е в размер на 26,19 лв./MWh.

*Декомпресиране на природния газ:* Компонентата за декомпресиране на природния газ е изчислена в размер на 1,39 лв./MWh.

Предвид горното, разходите за компресиране, транспорт и декомпресиране на природния газ за община Карнобат се предвиждат в размер на **40,60 лв./MWh**.

#### **2.1.2.3. Разходите за снабдяване със СПГ в община Бяла са следните:**

*Компресиране на природен газ:* съгласно Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ от 02.11.2015 г. с „ДЕВОНГАЗ“ ЕООД, цената на компресирания природен газ, която дружеството заплаща, е сума от цената на природния газ, утвърдена от КЕВР на обществения доставчик, действаща към момента на доставката и търговска надбавка, включваща всички разходи на продавача за компресиране и печалба в размер на 7,57 лв./MWh.

*Транспорт на природен газ:* съгласно Договор № ДКПГ-390 от 01.08.2015 г. с „Овергаз Си Ен Джи“ АД, цената за услугата транспорт и съхранение, която се определя в зависимост от началната точка, е в размер на 35,84 лв./MWh.

*Декомпресиране на природния газ:* Компонентата за декомпресиране на природния газ е изчислена в размер на 1,39 лв./MWh.

Предвид горното, разходите за компресиране, транспорт и декомпресиране на природния газ за община Бяла се предвиждат в размер на **44,80 лв./MWh**.

### **3. Норма на възвръщаемост на капитала**

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 8,4% при структура на капитала 94,7% собствен и 5,3% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при 7,71% норма на възвръщаемост на собствения капитал и 5% норма на възвръщаемост на привлечения капитал. За определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал дружеството се е съобразило с вече привлеченото финансиране, както и с нуждата от финансиране на нови проекти през регулаторния период. Цената на привлечения капитал включва лихва по планираните кредити и допълнителни такси и комисионни, съпътстващи одобрението и обслужването на кредитите. Към началото на 2019 г. задълженията по банков кредит на „Овергаз Мрежи“ АД са в размер на (...) хил. лв. За периода 2020 г. – 2024 г. дружеството планира усвояване на банкови кредити за финансиране на инвестиционната програма в размер на (...) хил. лв. Срокът на погасяване е (...) години. Лихвеният процент е 5% на годишна база. При отчитане на тези параметри нормата на възвръщаемост на привлечения капитал за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 5%.

За определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е приложило „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА), като е използвало безлостов  $\beta$  коефициент (Oil/Gas Distribution) за развиващи се пазари размер на 0,78 по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. При отчитане на капиталовата структура на „Овергаз Мрежи“ АД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 0,82. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8,60%, формирана като сума от базовата рискова премия за *развити пазари* (5,96%) и премията за специфичния за държавата риск (2,64%) по актуализирани данни от месец януари 2019 г. 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 Република България. Премията е в размер на 0,63%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период август 2018 г. – юли 2019 г.

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  $\beta$  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.

Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Овергаз Мрежи“ АД следва да се използват данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$  за Европа, общата пазарна рискова премия за

страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

С оглед изложеното, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Овергаз Мрежи“ АД е изчислена въз основа на безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,67 за 2019 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, предвид капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 0,71. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8,60%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,96%) и премията за специфичния за държавата риск (2,64%) по актуализирани данни от месец януари 2019 г. от горепосочения източник. Премията е в размер на 0,6330%, изчислена като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период август 2018 г. – юли 2019 г. по данни на БНБ.

При прилагане на горепосочените параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Овергаз Мрежи“ АД се изчислява в размер на 6,72%, която е по-ниска от предложената от дружеството. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 7,34%, изчислена при използване на 94,7% собствен капитал с норма на възвръщаемост на собствения капитал от 6,72% и 5,3% привлечен капитал с възвръщаемост от 5% и при отчитане на данъчните задължения.

Предвид горното, за регулаторен период 2020 – 2024 г. е обосновано предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8,4% да се коригира на 7,34%.

Намалението на среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството води до промяна на възвръщаемостта върху активите, а в резултат и на необходимите годишни приходи като ценообразуващ елемент на цените.

#### 4. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. За изчисляването на възвръщаемостта за съответната лицензионна дейност, нормата на възвръщаемост се прилага към регулаторната база на активите, използвани за съответна дейност. При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият от енергийното предприятие оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Предвид изчислената по-ниска норма на възвръщаемост на капитала, възвръщаемостта на активите за дейност „разпределение на природен газ“ намалява, както следва: от 24 867 хил. лв. на 21 714 хил. лв. за 2020 г.; от 24 707 хил. лв. на 21 606 хил. лв. за 2021 г.; от 24 626 хил. лв. на 21 558 хил. лв. за 2022 г.; от 24 586 хил. лв. на 21 540 хил. лв. за 2023 г. и от 24 663 хил. хил. лв. на 21 620 хил. лв. за 2024 г.

Стойностите на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейността „разпределение на природен газ“ по години за регулаторния период, са обобщени в Таблица № 3:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 3

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Отчетна стойност на активите	437 073	454 700	474 150	495 124	518 419
2	Натрупана амортизация	122 811	137 281	152 659	169 028	186 085
3	Финансирания	24 217	27 490	31 205	35 418	40 193
4	Оборотен капитал	2736	2908	3094	3301	3537
<b>5=1-2-3+4</b>	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>292 780</b>	<b>292 837</b>	<b>293 380</b>	<b>293 979</b>	<b>295 678</b>
6	Норма на възвръщаемост	7,4%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%
<b>7=5x6</b>	<b>Възвръщаемост</b>	<b>21 714</b>	<b>21 606</b>	<b>21 558</b>	<b>21 540</b>	<b>21 620</b>
7.1	от АУП	49,9	50,5	51,2	51,9	53
<b>8</b>	<b>Разходи, в т.ч.</b>	<b>40 258</b>	<b>42 355</b>	<b>44 879</b>	<b>47 650</b>	<b>50 349</b>
8.1	от АУП	4493	4621	4750	4876	4996

<b>9=7+8</b>	<b>Необходими приходи за дейността</b>	<b>61 972</b>	<b>63 960</b>	<b>66 437</b>	<b>69 189</b>	<b>71 968</b>
--------------	--	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Предвид изчислената по-ниска норма на възвръщаемост на капитала, възвръщаемостта на активите за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител” намалява, както следва: от 1702 хил. лв. на 1486 хил. лв. за 2020 г.; от 1764 хил. лв. на 1543 хил. лв. за 2021 г.; от 1833 хил. лв. на 1605 хил. лв. за 2022 г.; от 1916 хил. лв. на 1678 хил. лв. за 2023 г. и от 2012 хил. лв. на 1764 хил. лв. за 2024 г.

Стойностите на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, по години за регулаторния период, са обобщени в Таблица № 4:

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител” (хил. лв.)*  
№ 4

*Таблица*

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Отчетна стойност на активите	443	443	443	443	443
2	Нагрупана амортизация	354	373	393	413	429
3	Финансирания					
4	Оборотен капитал	19 996	20 885	21 843	22 932	24 167
<b>5=1-2-3+4</b>	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>20 085</b>	<b>20 955</b>	<b>21 893</b>	<b>22 962</b>	<b>24 182</b>
6	Норма на възвръщаемост	7,4%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%
<b>7=5x6</b>	<b>Възвръщаемост</b>	<b>1486</b>	<b>1543</b>	<b>1605</b>	<b>1678</b>	<b>1764</b>
7.1	от АУП	0,1	0,1	0,1	0,1	0
<b>8</b>	<b>Разходи, в т.ч.</b>	<b>3753</b>	<b>3909</b>	<b>4059</b>	<b>4243</b>	<b>4454</b>
8.1	от АУП	763	775	784	797	810
<b>9=7+8</b>	<b>Необходими приходи за дейността</b>	<b>5239</b>	<b>5451</b>	<b>5664</b>	<b>5922</b>	<b>6218</b>

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

За периода 2020 – 2024 г. инвестициите за лицензираните територии на „Овергаз Мрежи“ АД са в размер на около 79 507 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени около 55 705 хил. лв., а за съоръжения (за небитови и битови клиенти) са планирани около 23 802 хил. лв., в съответствие със заложените инвестиции в бизнес плановете на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

### **5. Необходими приходи**

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ” и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са прогнозираны по години за регулаторния период.

В резултат на изчислената по-ниска норма на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството се получават по-ниски стойности на НГП за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период. Отражението на корекцията в НГП за дейностите по години е посочено в Таблицы № 5 и 6:

*Дейност „разпределение на природен газ” (хил. лв.)*  
№ 5

*Таблица*

Групи клиенти	НГП по години – предложение					Коригирани НГП по години				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	41 900	41 744	41 969	42 285	42 550	39 872	39 813	40 116	40 501	40 824
Битови	23 224	25 318	27 536	29 951	32 461	22 100	24 147	26 321	28 688	31 144
<b>Общо</b>	<b>65 124</b>	<b>67 062</b>	<b>69 505</b>	<b>72 235</b>	<b>75 012</b>	<b>61 972</b>	<b>63 960</b>	<b>66 437</b>	<b>69 189</b>	<b>71 968</b>

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител” (хил. лв.)*  
№ 6

*Таблица*

Групи клиенти	НГП по години (хил. лв.) – предложение					Коригирани НГП по години (хил. лв.)				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	2067	2057	2051	2059	2078	1905	1894	1887	1892	1906
Битови	3387	3616	3841	4100	4389	3334	3557	3777	4030	4312
<b>Общо</b>	<b>5455</b>	<b>5673</b>	<b>5892</b>	<b>6159</b>	<b>6466</b>	<b>5239</b>	<b>5451</b>	<b>5664</b>	<b>5922</b>	<b>6218</b>

Предложените от дружеството НГП при изчисляването на цената за разпределение на природен газ за трите обекта, собственост на „Топлофикация София“ ЕАД, за регулаторния период са в размер на 763 365 лв., а коригираните НГП за периода са в размер на 758 161 лв.

Коригираната стойност на необходимите приходи за обекти на „Топлофикация София“ са, както следва: за 2020 г. – 180 352 лв.; за 2021 г. – 164 657 лв.; за 2022 г. – 150 383 лв.; за 2023 г. – 137 351 лв.; за 2024 г. – 125 418 лв. или общо 758 161 лв.

Следва да се има предвид, че със заявление с вх. № Е-15-57-33 от 30.09.2019 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило за одобрение от КЕВР бизнес планове за лицензионните територии за периода 2020 – 2024 г., които са предмет на разглеждане в отделно административно производство.

### 6. Прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблицы № 7 и 8:

*Прогнозна консумация на природен газ  
№ 7*

*Таблица*

Консумация на природен газ по групи клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански клиенти, в т.ч.:	MWh/год.	2 544 129	2 596 826	2 658 534	2 730 296	2 813 275
с равномерно потребление	MWh/год.	1 468 151	1 498 561	1 534 171	1 575 583	1 623 468
с неравномерно потребление	MWh/год.	699 934	714 432	731 409	751 151	773 981
метанстанции	MWh/год.	376 044	383 833	392 954	403 561	415 826
Битови клиенти	MWh/год.	785 993	881 240	978 979	1 088 389	1 210 853
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>3 330 121</b>	<b>3 478 066</b>	<b>3 637 514</b>	<b>3 818 685</b>	<b>4 024 129</b>

*Прогнозен брой клиенти  
№ 8*

*Таблица*

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански клиенти, в т.ч.:	бр.	3403	3468	3542	3631	3733
с равномерно потребление	бр.	769	784	799	821	844
с неравномерно потребление	бр.	2591	2640	2698	2765	2842
метанстанции	бр.	43	44	45	45	47
Битови клиенти	бр.	79 097	88 682	99 513	111 752	125 582
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>82 500</b>	<b>92 150</b>	<b>103 055</b>	<b>115 383</b>	<b>129 315</b>

Дисконтираните количества природен газ в MWh за разпределение, използвани при изчисляването на цената за разпределение на природен газ за трите обекта, собственост на „Топлофикация София“ АД, за регулаторния период са следните: за 2020 г. – 138 592 MWh/г.; за 2021 г. – 129 136 MWh/г.; за 2022 г. – 120 384 MWh/г.; за 2023 г. – 112 251 MWh/г.; за 2024 г. – 104 680 MWh/г. или общо 605 043 MWh/г.

За целите на ценообразуването от заявителя са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Стойността на активите, обслужващи групите клиенти, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжение, отклонение) в общия оразмерителен часови разход.

От представените данни е видно, че коефициентите за разпределяне на

възвращаемостта и УПР по основните групи клиенти се изменят за дейността „разпределение на природен газ”, като през регулаторния период за стопански клиенти намаляват от 0,643 за 2020 г. на 0,567 за 2024 г. Тенденцията при коефициентите за битовите клиенти е увеличение от 0,357 за 2020 г. на 0,433 за 2024 г.

Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за стопански клиенти намаляват през регулаторния период от 0,753 за 2020 г. на 0,689 за 2024 г. Коефициентите за битовите клиенти се изменят от 0,247 за 2020 г. на 0,311 за 2024 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. При тях изменението е, както следва: при стопанските клиенти намаляват през регулаторния период от 0,209 за 2020 г. на 0,155 в края на периода, а при битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0,791 за 2020 г. на 0,845 за 2024 г.

## 7. Определяне на цени

### 7.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

### 7.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

Получените в резултат на корекцията цени за пренос на природен газ през ГРМ и за продажба на природен газ от краен снабдител на „Овергаз Мрежи” АД за територията на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, за територията на общините Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови Пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово; за територията на общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог; за територията на обособена територия „Дунав” и общините Русе, Велико Търново, Горна Оряховица, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Левски и Павликени и за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за регулаторен период 2020 –2024 г. са посочени в Таблица № 9:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ

Таблица № 9

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ	Цени за продажба на природен газ от краен снабдител	
	лв./MWh	лв./клиент/месец	лв./MWh
<b>Стопански:</b>			
<b>С равномерно потребление:</b>			
до 528 MWh/год., вкл.	17,32		0,79
до 1057 MWh/год., вкл.	16,26		0,79
до 2113 MWh/год., вкл.	15,20		0,79
до 4226 MWh/год., вкл.	14,14		0,78
до 6339 MWh/год., вкл.	13,52		0,77
до 8452 MWh/год., вкл.	13,08		0,77
до 10 565 MWh/год., вкл.	12,74		0,76
до 21 130 MWh/год., вкл.	11,68		0,74
до 31 695 MWh/год., вкл.	11,06		0,71
до 42 260 MWh/год., вкл.	10,62		0,68
до 52 825 MWh/год., вкл.	10,28		0,66
до 73 955 MWh/год., вкл.	9,76		0,60
до 105 650 MWh/год., вкл.	9,21		0,52
над 105 650 MWh/год.	8,59		0,39
<b>С неравномерно потребление:</b>			



до 53 MWh/год., вкл.	25,84	3,13	
до 528 MWh/год., вкл.	25,68		0,79
до 1057 MWh/год., вкл.	24,81		0,79
до 2113 MWh/год., вкл.	23,95		0,79
до 4226 MWh/год., вкл.	23,08		0,78
до 6339 MWh/год., вкл.	22,58		0,77
до 8452 MWh/год., вкл.	22,22		0,77
до 10 565 MWh/год., вкл.	21,94		0,76
до 21 130 MWh/год., вкл.	21,07		0,74
до 31 695 MWh/год., вкл.	20,56		0,71
до 42 260 MWh/год., вкл.	20,20		0,68
до 52 825 MWh/год., вкл.	19,93		0,66
до 73 955 MWh/год., вкл.	19,50		0,60
до 105 650 MWh/год., вкл.	19,06		0,52
над 105 650 MWh/год.	18,55		0,39
<b>Метанстанции:</b>			
до 4226 MWh/год., вкл.	11,56		0,78
до 10 565 MWh/год., вкл.	10,95		0,76
над 10 565 MWh/год.	9,87		0,66
<b>Обекти на „Топлофикация София“:</b>			
ВОЦ „Суха река“, ВОЦ „Левски Г“ и ВОЦ „Хаджи Димитър“	1,25		
<b>Битови</b>	25,84	3,13	

Забележка: В цените, предложени за утвърждаване не е включен ДДС.

В Таблицы № 10 и 11 е представено сравнение между предложените от „Овергаз Мрежи“ АД и получените в резултат на корекцията цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“:

**Цени за пренос на природен газ през ГРМ**

**Таблица № 10**

Клиентски групи и подгрупи	Предложени цени за пренос на природен газ	Коригирани цени за пренос на природен газ	Изменение	Изменение
	лв./MWh	лв./MWh	%	лв./MWh
<b>Стопански:</b>				
<b>С равномерно потребление:</b>				
до 528 MWh/год., вкл.	18,14	17,32	-4%	-0,82
до 1057 MWh/год., вкл.	17,03	16,26	-4%	-0,77
до 2113 MWh/год., вкл.	15,92	15,20	-4%	-0,72
до 4226 MWh/год., вкл.	14,81	14,14	-4%	-0,67
до 6339 MWh/год., вкл.	14,16	13,52	-4%	-0,64
до 8452 MWh/год., вкл.	13,70	13,08	-4%	-0,62
до 10 565 MWh/год., вкл.	13,34	12,74	-4%	-0,60
до 21 130 MWh/год., вкл.	12,23	11,68	-4,5%	-0,55
до 31 695 MWh/год., вкл.	11,58	11,06	-4,5%	-0,52
до 42 260 MWh/год., вкл.	11,12	10,62	-4,5%	-0,50
до 52 825 MWh/год., вкл.	10,76	10,28	-4,5%	-0,48
до 73 955 MWh/год., вкл.	10,22	9,76	-4,5%	-0,46
до 105 650 MWh/год., вкл.	9,65	9,21	-4,5%	-0,43
над 105 650 MWh/год.	9,00	8,59	-4,5%	-0,40
<b>С неравномерно потребление:</b>				
до 53 MWh/год., вкл.	27,05	25,84	-4,5%	-1,21
до 528 MWh/год., вкл.	26,89	25,68	-4,5%	-1,21
до 1057 MWh/год., вкл.	25,98	24,81	-4,5%	-1,17
до 2113 MWh/год., вкл.	25,08	23,95	-4,5%	-1,13
до 4226 MWh/год., вкл.	24,17	23,08	-4,5%	-1,09
до 6339 MWh/год., вкл.	23,64	22,58	-4,5%	-1,06
до 8452 MWh/год., вкл.	23,26	22,22	-4,5%	-1,05
до 10 565 MWh/год., вкл.	22,97	21,94	-4,5%	-1,03
до 21 130 MWh/год., вкл.	22,06	21,07	-4,5%	-0,99
до 31 695 MWh/год., вкл.	21,53	20,56	-4,5%	-0,97
до 42 260 MWh/год., вкл.	21,16	20,20	-4,5%	-0,95
до 52 825 MWh/год., вкл.	20,86	19,93	-4,5%	-0,94
до 73 955 MWh/год., вкл.	20,42	19,50	-4,5%	-0,92
до 105 650 MWh/год., вкл.	19,96	19,06	-4,5%	-0,90
над 105 650 MWh/год.	19,43	18,55	-4,5%	-0,87
<b>Метанстанции:</b>				
до 4226 MWh/год., вкл.	12,11	11,56	-4,5%	-0,54
до 10 565 MWh/год., вкл.	11,46	10,95	-4,5%	-0,52

над 10 565 MWh/год.	10,33	9,87	-4,5%	-0,46
<b>Обекти на „Топлофикация София“:</b> ВОЦ „Суха река“, ВОЦ „Левски Г“ и ВОЦ „Хаджи Димитър“	1,30	1,25	-3,6%	-0,05
<b>Битови</b>	27,05	25,84	-4,5%	-1,21

**Цени за снабдяване с природен газ**

**Таблица № 11**

Клиентски групи и подгрупи	Предложени цени за снабдяване с природен газ		Коригирани цени за снабдяване с природен газ		Изменение %		Изменение лв.	
	лв./MWh	лв./клиент/мес.	лв./MWh	лв./клиент/мес.	лв./MWh	лв./клиент/мес.	лв./MWh	лв./клиент/мес.
<b>Стопански:</b>								
<b>С равномерно потребление:</b>								
до 528 MWh/год., вкл.	0,86		0,79		-8,1%		-0,07	
до 1057 MWh/год., вкл.	0,86		0,79		-8,1%		-0,07	
до 2113 MWh/год., вкл.	0,85		0,79		-8,1%		-0,07	
до 4226 MWh/год., вкл.	0,85		0,78		-8,1%		-0,07	
до 6339 MWh/год., вкл.	0,84		0,77		-8,1%		-0,07	
до 8452 MWh/год., вкл.	0,84		0,77		-8,1%		-0,07	
до 10 565 MWh/год., вкл.	0,83		0,76		-8,1%		-0,07	
до 21 130 MWh/год., вкл.	0,80		0,74		-8,1%		-0,06	
до 31 695 MWh/год., вкл.	0,77		0,71		-8,1%		-0,06	
до 42 260 MWh/год., вкл.	0,74		0,68		-8,1%		-0,06	
до 52 825 MWh/год., вкл.	0,71		0,66		-8,1%		-0,06	
до 73 955 MWh/год., вкл.	0,65		0,60		-8,1%		-0,05	
до 105 650 MWh/год., вкл.	0,57		0,52		-8,1%		-0,05	
над 105 650 MWh/год.	0,42		0,39		-8,1%		-0,03	
<b>С неравномерно потребление:</b>								
до 53 MWh/год., вкл.	-	3,19	-	3,13	-	-1,8%	-	-0,06
до 528 MWh/год., вкл.	0,86		0,79		-8,1%		-0,07	
до 1057 MWh/год., вкл.	0,86		0,79		-8,1%		-0,07	
до 2113 MWh/год., вкл.	0,85		0,79		-8,1%		-0,07	
до 4226 MWh/год., вкл.	0,85		0,78		-8,1%		-0,07	
до 6339 MWh/год., вкл.	0,84		0,77		-8,1%		-0,07	
до 8452 MWh/год., вкл.	0,84		0,77		-8,1%		-0,07	
до 10 565 MWh/год., вкл.	0,83		0,76		-8,1%		-0,07	
до 21 130 MWh/год., вкл.	0,80		0,74		-8,1%		-0,06	
до 31 695 MWh/год., вкл.	0,77		0,71		-8,1%		-0,06	
до 42 260 MWh/год., вкл.	0,74		0,68		-8,1%		-0,06	
до 52 825 MWh/год., вкл.	0,71		0,66		-8,1%		-0,06	
до 73 955 MWh/год., вкл.	0,65		0,60		-8,1%		-0,05	
до 105 650 MWh/год., вкл.	0,57		0,52		-8,1%		-0,05	
над 105 650 MWh/год.	0,42		0,39		-8,1%		-0,03	
<b>Метанстанции:</b>								
до 4226 MWh/год., вкл.	0,85		0,78		-8,1%		-0,07	
до 10 565 MWh/год., вкл.	0,83		0,76		-8,1%		-0,07	
над 10 565 MWh/год.	0,71		0,66		-8,1%		-0,06	
<b>Битови</b>	-	3,19	-	3,13		-1,8%		-0,06

**7.3. Цени за присъединяване**

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка. Съгласно чл. 24, ал. 4 от НРЦПГ, цените за присъединяване към мрежите се определят в левове за едно присъединяване или в левове на присъединен клиент.

Предложените от „Овергаз Мрежи“ АД цени за присъединяване са формирани на база постоянните и променливи разходи на дружеството за проектното осигуряване, в т.ч. и осигуряване на разрешение за строеж и изграждане на съоръженията за присъединяване – газопроводно отклонение и монтаж на съоръжение за регулиране и измерване разхода на природен газ. Предложените цени за присъединяване са с дименсия лв./клиент. С оглед гарантиране на заявения от клиента максимален часов разход, при хидравлично

оразмеряване на газопроводните отклонения се отчитат редица фактори: местоположението на клиента спрямо изградената ГРМ, капацитет, натовареност и действително работно налягане на изградената ГРМ, към която клиентът ще бъде присъединен, допустимо минимално налягане на вход съоръжение на клиента, максимално допустима скорост на природния газ в мрежата. Различни са факторите, които оказват влияние върху цените за земно-изкопни и възстановителни работи: цените на инертните материали, цените на асфалтобетонни смеси, цените на горивата, транспортните разстояния до депата за извозване на излишните строителни отпадъци и земни маси и за доставка на инертни материали и асфалтобетонни смеси, които са променливи, както по територии, така и по години.

Предложените от „Овергаз Мрежи“ АД цени за присъединяване към ГРМ за лицензираните територии на дружеството остават непроменени спрямо предходния регулаторен период и са посочени в Таблица № 12:

<b>Цени за присъединяване</b>		<b>Таблица № 12</b>
<b>Групи и подгрупи клиенти</b>	<b>Пределни цени (лв./клиент)</b>	
<b>Стопански</b>		
до 264 kWh/час, вкл.	430,83	
до 528 kWh/час, вкл.	1152,60	
до 10 565 kWh/час, вкл.	2401,55	
до 31 695 kWh/час, вкл.	3603,14	
над 31 695 kWh/час	4260,32	
<b>Битови</b>	430,83	

*Забележка: Предложените цени са без ДДС.*

Изказвания по т.4.:

Докладва Г. Дечева. „Овергаз Мрежи“ АД е титуляр на пет лицензии, обхващащи територията на Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, както и на лицензираните територии „Север“, „Изток“, „Юг“ и „Запад“. Съгласно чл. 5, ал. 2 от НРЦПГ Комисията по искане на лицензиант, притежаващ повече от една лицензия за разпределение на природен газ и/или снабдяване с природен газ от краен снабдител и при доказан положителен ефект за клиентите, може да утвърждава единни цени по групи клиенти за териториите на издадените му лицензии. В тази връзка заявителят е представил обосновка, в която е направил сравнение между единните и изчислените индивидуални цени за разпределение и снабдяване с природен газ за всяка лицензионна територия за периода 2020 – 2024 г., които са подробно описани в доклада. Заявителят посочва, че чрез оптимизиране на общите разходи и административните разходи на системите за наблюдение, управление и развитие на мрежата се наблюдава положителен ефект за клиентите от по-слабо икономически развитите лицензионни територии, тъй като индивидуалните цени за тях са по-високи от единните. Това стимулира процеса на газификация и увеличава достъпността на природния газ. „Овергаз Мрежи“ АД не предвижда промяна на тарифната структура за новия регулаторен период. Основните клиентски групи са стопански и битови. За грапата стопански потребители са формирани подгрупи според режима на потребление на природен газ. Обособена е група на метан станциите, тъй като те не използват природен газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ. Според дружеството, при тях съществува по-голям риск от погрешни заявки, тъй като те не са преки потребители на природен газ, т.е. те трябва да прогнозираят бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година. Дружеството е обособило и отделна тарифна група, която включва три обекта на „Топлофикация София“ АД, а именно: ВОЦ „Хаджи Димитър“, ВОЦ „Сухата река“ и ВОЦ „Левски Г“. Предложеният от дружеството регулаторен период на цените е с продължителност от пет години – 2020 г. - 2024 г., което отговаря на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ. На лицензираните територии на дружеството има населени места,

които не са свързани с газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД: Банско и Разлог; Карнобат и Бяла. В тези общини „Овергаз Мрежи“ АД изгражда газоразпределителна мрежа и я захранва с компресиран природен газ. Съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ в случаите когато крайни снабдители снабдяват със сгъстен природен газ цената за продажба на сгъстен природен газ на тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ. В тази връзка „Овергаз Мрежи“ АД предлага към цената за продажба на природен газ на клиентите от тези общини да бъде включена и компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, както следва:

- за общини Банско и Разлог се предвиждат в размер на 33,60 лв./MWh;
- за община Карнобат се предвиждат в размер на 40,60 лв./MWh;
- за община Бяла се предвиждат в размер на 44,80 лв./MWh.

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 8,4% при структура на капитала 94,7% собствен и 5,3% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при 7,71% норма на възвръщаемост на собствения капитал и 5% норма на възвръщаемост на привлечения капитал. 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. При прилагане на актуалните параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Овергаз Мрежи“ АД се изчислява в размер на 6,72%, която е по-ниска от предложената от дружеството. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 7,34%, изчислена при използване представените по-горе параметри. Предвид горното, за регулаторен период 2020 – 2024 г. е обосновано предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8,4% да се коригира на 7,34%. Намалението на среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството води до промяна на възвръщаемостта върху активите, а в резултат и на необходимите годишни приходи като ценообразуващ елемент на цените. В резултат на изчислената по-ниска норма на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството се получават и по-ниски стойности на необходимите годишни приходи. Отражението на корекциите на тези приходи е отбелязано в Таблица № 5 и Таблица № 6. В Таблица № 10 и Таблица № 11 е представено сравнение между предложените от „Овергаз Мрежи“ АД и получените в резултат на корекцията цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. Предложените от „Овергаз Мрежи“ АД цени за присъединяване към ГРМ за лицензираните територии на дружеството остават непроменени спрямо предходния регулаторен период и са посочени в Таблица № 12. Ценообразуващите елементи са подробно описани в доклада, заедно с представените от заявителя обосновки. Въз основа на представените данни е изготвен и проект на решение, в който са отразени ценообразуващите елементи, детайлно описани в доклада. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2, чл. 14, чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 5, ал. 2, чл. 19, чл. 19а, чл. 20, чл. 24, ал. 1 и чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме доклада и проект 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 „Овергаз Мрежи“ АД или други упълномощени от тях представители на дружеството;
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;

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 – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Да определи 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

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

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание и общественото обсъждане на 08.01.2020 г. от 10:05 часа.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2, чл. 14, чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 5, ал. 2, чл. 19, чл. 19а, чл. 20, чл. 24, ал. 1 и чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 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 относно заявление от „Овергаз Мрежи” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

2. Приема проект на решение относно заявление от „Овергаз Мрежи” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 08.01.2020 г. от 10:10 ч.;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Овергаз Мрежи” АД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 08.01.2020 г. от 10:15 ч.;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т.2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията 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 четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – 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.5.** Комисията, след като разгледа **бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., представен от „Топлофикация Русе“ ЕАД с писмо с вх. № Е-ЗЛР-ПД-59 от 03.10.2019 г., доклад с вх. № Е-Дк-841 от 09.12.2019 г.,** както и след провеждане на открито заседание на 18.12.2019 г. установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-59 от 28.08.2019 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД, с което се иска продължаване срока на издадените: лицензия № Л-029-03 от 15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и лицензия № Л-030-05 от 15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“, както и одобряване на бизнес план на дружеството за периода 2020 г. – 2024 г.

Предвид горното със Заповед № 3-Е-163 от 30.08.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на бизнес плана и на посоченото по-горе заявление за съответствието им с изискванията на нормативната уредба.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенията към него са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-841 от 09.12.2019 г., приет с решение на КЕВР на закрито заседание по протокол № 220 от 13.12.2019 г., т. 4 от и публикуван на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) на 18.12.2019 г. е проведено открито заседание, на което е присъствал представител на „Топлофикация Русе“ ЕАД. Същият не е направил възражения по фактите, обстоятелствата и изводите, отразени в приетия доклад.

Предметът на дейност на „Топлофикация Русе“ ЕАД е производство и пренос на топлинна енергия, производство на електрическа енергия, комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, поддръжка и експлоатация на газопроводи ниско налягане и други дейности и услуги, обслужващи основните дейности, като за осъществяване на тези дейности дружеството притежава изискуемите от Закона за енергетиката лицензии, а именно: лицензия № Л-029-03 от 15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и лицензия № Л-030-05 от 15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“, 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 лицензията и се оформя като приложение към нея, 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. В тази връзка лицензиантът „Топлофикация Русе“ ЕАД е изпълнил това изискване, като е подал заявление в КЕВР в установения срок.

Представеният от „Топлофикация Русе“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г. е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

1. инвестиционна програма;
2. производствена програма;
3. ремонтна програма;
4. социална програма за дейностите и мероприятията със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове;
5. прогнозна структура и обем на разходите по години в съответствие с класификацията на разходите съгласно указанията на комисията за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването по наредбите за регулиране на цените на електрическата и топлинната енергия и на природния газ;

## 6. прогнозни годишни финансови отчети.

С решение № БП-64 от 27.10.2015 г. Комисията е одобрила предходния бизнес план на „Топлофикация Русе“ ЕАД за периода от 2015 г. до 2019 г. включително.

С писмо с изх. № Е-ЗЛР-ПД-59 от 04.09.2019 г. на КЕВР по т. 1 от писмото, от дружеството е изискано да представи: отчет и анализ на изпълнението на бизнес плана за периода 2015 г. - 2019 г., като са дадени указания информацията до края на 2019 г. да бъде прогнозна, а към новия бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г. да бъде представена информация за 2020 г.

С писмо към вх. № Е-ЗЛР-ПД-59 от 03.10.2019 г., дружеството е представило изисканата информация.

След извършен преглед на представеният от „Топлофикация Русе“ 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 изискуемите реквизити и е съставен за срок до 5 години.

Във връзка с изтичането на одобрения с Решение на КЕВР № БП-64 от 27.10.2015 г. бизнес план на „Топлофикация Русе“ ЕАД в настоящия Доклад по т. I е представен:

## **I. ОТЧЕТ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2015 г. - 2019 г.**

Отчетната информация за периода 2015 г. - 2019 г. е представена от „Топлофикация Русе“ ЕАД в КЕВР с писмо с вх. № Е-ЗЛР-ПД-59 от 03.10.2019 г.

### **I.1. Изпълнение на инвестиционна програма**

През **2015 г.** дружеството отчита извършването на следните инвестиции:

- Изграждане на инсталация за предварително третиране на битови отпадъци на стойност 323,7 хил. лв.;
- Реконструкция на сгуроотвал на ТЕЦ „Русе-Изток“ – депо за неопасни отпадъци на стойност 294,3 хил. лв.;
- Изграждане на инсталация за изгаряне на биогорива – 211,9 хил. лв.
- други дейности за развитие и оптимизация на производствената дейност на стойност 443,2 хил. лв.;
- Топлофикационна мрежа – разширяване, присъединяване на нови потребители, реконструкция на топлопроводи и абонатни станции (АС) – 573,63 хил. лв.

**Общо за 2015 г. разходите за инвестиции са в размер на 1 846,72 хил. лв., при планирани 21 600 хил. лв.**

През **2016 г.** дружеството отчита извършването на следните инвестиции:

- Изграждане на инсталация за предварително третиране на битови отпадъци на стойност 1 212,1 хил. лв.;
- Реконструкция на сгуроотвал на ТЕЦ „Русе-Изток“ – депо за неопасни отпадъци на стойност 14,7 хил. лв.;
- Изграждане на инсталация за изгаряне на биогорива – 27,0 хил. лв.
- реконструкция на парогенератор № 5 – 20,4 хил. лв.;
- реконструкция на парогенератор № 7 – 158,1 хил. лв.;
- реконструкция на парогенератор № 8 – 81,6 хил. лв.;
- други дейности за развитие и оптимизация на производствената дейност на стойност 36,7 хил. лв.;
- Топлофикационна мрежа – разширяване, присъединяване на нови потребители, реконструкция на топлопроводи и АС – 421,36 хил. лв.

**Общо за 2016 г. разходите за инвестиции са в размер на 1 971,90 хил. лв., при планирани 28 760 хил. лв.**

През **2017 г.** дружеството отчита извършването на следните инвестиции:

- Изграждане на инсталация за предварително третиране на битови отпадъци на стойност 1 650,9 хил. лв.;
- Реконструкция на сгуроотвал на ТЕЦ „Русе-Изток“ – депо за неопасни отпадъци

на стойност 190,8 хил. лв.;

- реконструкция на парогенератор № 5 – 89,7 хил. лв.;

- модернизация и реконструкция на елементи и системи от основното производствено оборудване – 98,5 хил. лв.

- - Топлофикационна мрежа – разширяване, присъединяване на нови потребители, реконструкция на топлопроводи и АС – 394,7 хил. лв.

**Общо за 2017 г. разходите за инвестиции са в размер на 2 424,66 хил. лв., при планирани 25 140 хил. лв.**

През 2018 г. дружеството отчита извършването на следните инвестиции:

- Изграждане на инсталация за предварително третиране на битови отпадъци на стойност 1 805,5 хил. лв.;

- Реконструкция на сгуроотвал на ТЕЦ „Русе-Изток“ – депо за неопасни отпадъци на стойност 808,0 хил. лв.;

- реконструкция на парогенератор № 5 – 1 339,1 хил. лв.;

- модернизация и реконструкция на елементи и системи от основното производствено оборудване – 717,1 хил. лв.

- Топлофикационна мрежа – разширяване, присъединяване на нови потребители, реконструкция на топлопроводи и АС – 244,2 хил. лв.

**Общо за 2018 г. разходите за инвестиции са в размер на 4 913,90 хил. лв., при планирани 22 460 хил. лв.**

През 2019 г. дружеството отчита извършването на следните инвестиции:

- Изграждане на сероочистваща инсталация на стойност 105,0 хил. лв.;

- Реконструкция на сгуроотвал на ТЕЦ „Русе-Изток“ – депо за неопасни отпадъци на стойност 600,0 хил. лв.;

- реконструкция и увеличаване капацитета на газова уредба – 1 400 хил. лв.;

- реконструкция на парогенератор № 5 – 1 304,0 хил. лв.;

- други дейности за развитие и оптимизация на производствената дейност на стойност 50,0 хил. лв.;

- Топлофикационна мрежа – разширяване, присъединяване на нови потребители, реконструкция на топлопроводи и АС – 285,0 хил. лв.

**Общо за 2019 г. разходите за инвестиции са в размер на 3 744,00 хил. лв., при планирани 39 150 хил. лв.**

За периода от 2015 г. до 2019 г. (към датата на подаване на отчетната информация – 03.10.2019 г.) дружеството отчита извършени инвестиции на обща стойност **14 901,22 хил. лв.**, при планирани за същия период в предходния бизнес план 137 110 хил. лв.

## **I.2. Изпълнение на производствената програма**

В таблицата са представени **отчетни данни** за производствените показатели на кондензационен блок № 4 в „Топлофикация Русе“ ЕАД за периода 2015 г. – 2019 г.

<b>ОТЧЕТ ЗА ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ НА КОНДЕНЗАЦИОНЕН БЛОК № 4 ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.</b>						
Показатели	мярка	отчетна година				
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Електрическа енергия-бруто	MWh	22 378	19 712	44 758	6 387	779
Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 189	2 011,9	4899	680	86
	%	9,78	10,21	10,95	10,65	11,01
Електрическа енергия-нето	MWh	20 190	17 700	39 859	5 707	694
Калоричност на въглищата	kcal/kg	6 032	5 684	5 910	5 627	5 331
Специфичен разход на условно гориво за ел. ен.	g <sub>гр</sub> /kWh	407,16	400,15	382,25	351,31	361,08
Разполагаема мощност	MWh	703 330	757 853	675 513	649 009	686 302



За периода 2015 г. – 2019 г. дружеството отчита 94 014 MWh електрическа енергия-бруто, при планирано количество за същия период 447 898 MWh и отчита нетна електрическа енергия 84 150 MWh, при планирано 403 808 MWh (-79,16% по-малко). Отчетеното количество за активиран студен резерв за периода е 3 472 007 MWh или с 26,31% повече спрямо планираното количество 2 748 675 MWh.

През периода 2015 г. – 2019 г. дружеството е използвало за изгаряне висококалорични въглища с калоричност варираща от 5 331 kcal/kg до 6 032 kcal/kg, при отчетен специфичен разход на условно гориво от 407,16 g<sub>yr</sub>/kWh през 2015 г. до 361,08 g<sub>yr</sub>/kWh през 2019 г.

Отчетни данни за производствените показатели на топлофикационната част за периода 2015 г. – 2019 г.

<b>ОТЧЕТ ЗА ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ НА ТОПЛОФИКАЦИОННАТА ЧАСТ ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.</b>						
<b>ПОКАЗАТЕЛИ</b>	<b>мярка</b>	<b>отчетна година</b>				
		<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>
Електрическа енергия-бруто	MWh	298 769	291 279	265 604	305 204	282 338
Електрическа енергия – СН	MWh	56 303	54 466	50 562	59 228	56 567,1
	%	18,85	18,70	19,04	19,41	20,04
Електрическа енергия-нето в т. ч.:	MWh	242 728	236 813	215 042	245 976	225 771
- от комбинирано	MWh	128 440	204 039	190 684	226 674	221 092
- от принудено	MWh	114 288	32 774	24 359	19 302	4 679
Калоричност на въглищата	kcal/kg	6 010	5 909	5 833	5 397	5 355
Специфичен разход на условно гориво за ел. ен.	gУГ/kWh	343,75	290,67	269,86	349,08	258,09
Топлинна енергия - бруто	MWh	350 922	504 313	507 952	478 975	528 494
Загуби по преноса - общо	MWh	148 120	180 587	180 858	168 009	185 805
Загуби по преноса - общо	%	42,21	35,81	35,61	35,08	35,16
Топлинна енергия за реализация-общо, в т. ч.:	MWh	202 802	323 726	327 094	310 966	342 689
- с пара	MWh	6 290	23 335	20 162	34 960	22 186
- с гореща вода	MWh	196 512	300 391	306 932	276 006	320 503
Специфичен разход на гориво за топлинна енергия	g/kWh	137,79	138,51	139,92	139,83	138,02

От 2015 г. до 2019 г. дружеството отчита 1 443 194 MWh брутна електрическа енергия от комбинирано производство, или с 6,28% повече спрямо планираното за същия период (1 357 858 MWh). Отчетеното нетно количество електрическа енергия от комбинирано производство за разглеждания период от 970 929 MWh е с 5,25% повече спрямо планираното (922 477 MWh).

През периода 2015 г. – 2019 г. дружеството отчита 2 370 656 MWh топлинна енергия-бруто при планирано количество за същия период 2 464 971 MWh или с 3,83% по-малко. Топлинната енергия за реализация с топлоносител гореща вода е 1 400 344 MWh, при планирано количество 2 082 032 MWh или с 32,74% по-малко, а с топлоносител пара е 106 933 MWh, при планирано количество 382 939 MWh или с 72,07% по-малко.

При планирани технологични разходи на топлинна енергия при преноса от 34,2% през 2015 г. до 32,4% през 2018 г. и 2019 г., дружеството отчита 42,21% през 2015 г. до 35,16% през 2019 г. Отчетените стойности за специфичен разход на гориво за производство на топлинна енергия са близки до прогнозираните, като през 2015 г. е 137,79

g/kWh (при планирана 137,5 g/kWh), а през 2019 г. е 138,02 g/kWh (при планирана 138,5 g/kWh).

### I.3. Изпълнение на ремонтната програма

В табличен вид са представени отчетените ремонтни дейности по производствени съоръжения и цехове със съответните разходи за периода от 2015 г. до 2019 г.

Обобщени данни за ремонтните дейности в „Топлофикация Русе“ ЕАД през периода 2015 г. – 2019 г.

ХИЛ. ЛВ.

<b>ОБОБЩЕН ОТЧЕТ ЗА РАЗХОДИТЕ ЗА РЕМОНТНИ ДЕЙНОСТИ В ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.</b>					
Ремонтна дейност	отчетна година				
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
в топлоизточника	136,17	984,79	1 769,40	1 781,92	1 826,96
в топлопреносната мрежа	132,16	91,21	295,62	324,35	180,27
Общо:	268,33	1 075,99	2 065,02	2 106,26	2 007,22

### I.4. Изпълнение на социалната програма за периода 2015 г. – 2019 г.

в лева

№	Вид социален разход	отчетна година				
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Разходи при продължително боледуване в рамките на една календарна година	7 075	3 490	0	0	0
2.	Юбилеи, радостни и тъжни ритуали	400	3 390	135	95	40
3.	Културни и спортни мероприятия	0	200	0	0	300
4.	Разходи за поддръжка на почивни бази	7 290	7 009	6 886	6 906	6 906
5.	Честване на Деня на енергетика	0	0	0	0	0
6.	Новогодишни подаръци (Премия СБКО)	16 150	1 400	0	0	0
ОБЩО лева:		30 915	15 489	7 021	7 001	7 246

Социалните дейности за периода 2015 г. - 2019 г. са в общ размер на 67 672 лв.

### I.5. Финансови аспекти

„Топлофикация Русе“ ЕАД в периода от 2016 г. - 2018 г. подобрява финансовия резултат от осъществяване на дейността спрямо 2015 г., когато е загуба и от 2016 г. отчита положителен финансов резултат – печалба, както следва: 2016 г. - 3 326 хил. лв., 2017 г. - 4 435 хил. лв. и 2018 г. - 1 902 хил. лв.

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

Бизнес планът на „Топлофикация Русе“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г. съдържа изискуемите реквизити, съгласно чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, а също така и: цели на управление, анализ на потенциала на дружеството, анализ на околната среда, SWOT-анализ и стратегия за развитие на дружеството, състояние и развитие на пазара и програми за дейността. Изготвен е в съответствие с вижданията на ръководството за дългосрочното развитие на фирмата, съобразно икономическата обстановка в страната, региона и ЕС при отчитане тенденциите за движение цените на основните горива и суровини на световните стокови борси.

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

Основните цели на инвестиционната програма на „Топлофикация Русе“ ЕАД през

периода 2020 г. - 2024 г. са приспособяване на производствените мощности към изискванията за опазване на околната среда чрез замяна на част от използваните въглища с нискоемисионни горива, повишаване на надеждността на производственото оборудване, реконструкция на топлофикационната мрежа, минимизиране на аварийността на мрежата и загубите от топлоносител, присъединяване на нови клиенти и увеличаване на приходите от топлинна енергия.

Инвестиционната програма за следващия петгодишен период има за цел да гарантира устойчивото развитие на дружеството. Посочва се, че нейното изпълнение ще донесе ползи на гражданите на гр. Русе с осигуряване на възможност за оползотворяване на битовите отпадъци, при което разходите за депониране и пряко свързаната с тях такса смет няма да се увеличават драстично. Ще се постигне и намаляване на замърсяването на въздуха в града - от една страна в резултат на прекия резултат от работата на новите и модернизирани пречиствателни съоръжения, а от друга страна чрез косвения ефект от присъединяване на нови клиенти към системата за централизирано топлоснабдяване.

За изпълнението на проектите по инвестиционната програма ще се разчита на вече сключени кредити на дружеството и със схемите на усвояването им.

Конкретните инвестиционни проекти, предвидени за периода 2020 г. – 2024 г. са представени в Приложение № 4 към бизнес плана.

Дружеството заявява, че мероприятията, които са включени в инвестиционната програма за следващите пет години ще имат благоприятно отражение върху околната среда. Част от тях ще са с пряк екологичен ефект:

- използване на черни въглища, местни (лигнитни) въглища, обогатено енергийно гориво, нефтени шисти и биомаса при експлоатацията на съществуващата горивна инсталация за производство на топлинна енергия, без промяна на разрешенния капацитет от 744 MW;

- изграждане на предкамерна скарна пещ към ПГ № 5, за съвместно изгаряне на всички видове биомаса;

- изграждане на инсталация за почистване на димни газове, която ще позволи едновременна работа на три парогенератора (ПГ № 4 с изгаряне на въглища и № 5 и № 7);

- преустройство на блок № 4 за работа на природен газ – до изграждане на СОИ същият ще работи с комин № 2. Посочва се, че в зависимост от цените на горивата се предвижда блок № 4 да бъде реконструиран за изгаряне на твърдо гориво, като ще остане възможността да работи и с природен газ;

- ПГ № 8 – ще бъде внедрени нискоемисионни газови горелки и селективна некаталитична редуция с използване на урея, преди да е приключило изграждането на СОИ. ПГ № 8 ще се експлоатира единствено с комин № 3;

- изграждане на слънчени колектори за подгръване на технологична вода в ТЕЦ „Русе-Изток“.

ХИЛ. ЛВ.

<b>ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА на „Топлофикация Русе“ ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г.</b>						
<b>година</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>ОБЩО за периода</b>
	<b>9 000</b>	<b>4 910</b>	<b>5 790</b>	<b>5 360</b>	<b>5 800</b>	<b>30 860</b>

Прогнозните инвестиционни разходи за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г. възлизат в размер на 30 860 хил. лв.

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

Програмата за производство на електрическа енергия се базира на принципа на икономически изгодното и технологично изпълнимо съотношение между периодите в разпологаемост и времето в експлоатация на инсталираните мощности, при пълно задоволяване на потребностите на клиентите от топлинна енергия.

С разширяването на топлоснабдителната мрежа се очаква производството и

реализацията на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличат, но предвид тенденциите към икономии и енергоспестяващи мерки в домакинствата, се очаква запазване потреблението на съществуващите клиенти, като в крайна сметка очакваният ръст на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода е с 250 MWh годишно. Планираните количества произведена и реализирана топлинна енергия с водна пара са определени при очаквано запазване на потреблението на клиентите на промишлена пара.

<b>ПРОГНОЗНИ ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА БЛОК № 4 ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.</b>						
<b>Показатели</b>	<b>мярка</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Електрическа енергия-бруто	MWh	23 620	23 620	23 620	23 620	23 620
Електрическа енергия-нето	MWh	21 120	21 120	21 120	21 120	21 120
Електрическа енергия-собствени нужди	MWh	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
	%	10,58	10,58	10,58	10,58	10,58
CRUG за ел. енергия	g/kWh	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4
Разполагаема мощност	MWh	673 320	673 320	673 320	673 320	673 320

Представени са прогнозните разчети на „Топлофикация Русе“ ЕАД за производството на електрическа енергия от блок № 4 през периода 2020 г. – 2024 г. За всяка година на бизнес плана дружеството е прогнозирано едно и също количество електрическа енергия – бруто и нето, ел. енергия за собствени нужди, CRUG за ел. енергия и количество разполагаемост, което ще предоставя. Общо планираното количество произведена електрическа енергия за периода 2020 г. - 2024 г. е 118 100 MWh, а нетното количество е 105 600 MWh. Предвижда се дружеството да предоставя разполагаемост за студен резерв за периода от 2020 г. до 2024 г. в размер на 3 366 600 MWh.

<b>ПРОГНОЗНИ ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ НА ТОПЛОФИКАЦИОННАТА ЧАСТ ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.</b>						
<b>ПОКАЗАТЕЛИ</b>	<b>мярка</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Електрическа енергия-бруто	MWh	313 053	302 333	302 333	302 333	302 333
Електрическа енергия – СН	MWh	60 751	58 670	58 520	58 370	58 220
	%	19,41	19,41	19,36	19,31	19,26
Електрическа енергия-нето в т. ч.:	MWh	252 302	243 662	243 812	243 962	244 112
- от комбинирано, график	MWh	241 590	233 000	233 100	233 250	233 400
- заместване, излишък	MWh	5 712	5 712	5 712	5 712	5 712
-свободен пазар пряко присъединени	MWh	0	0	0	0	0
- некомбинирано борса	MWh	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
Количество ЕЕ с премия – фонд СЕС	MWh	244 446	237 812	237 912	238 062	238 212
Топлинна енергия - бруто	MWh	496 549	497 307	497 693	498 080	498 466
Загуби по преноса - общо	MWh	176 905	177 187	177 323	177 459	177 596
Загуби по преноса - общо	%	35,63	35,63	35,63	35,63	35,63
Топлинна енергия за реализация-общо, в т. ч.:	MWh	319 644	320 120	320 370	320 620	320 870
- с пара	MWh	43 638	43 740	43 740	43 740	43 740
- с гореща вода	MWh	276 006	276 380	276 630	276 880	277 130

Нетната електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, намалява с

3,25%, от 252 302 MWh през 2020 г. до 244 112 MWh през 2024 г. Произведената топлинна енергия се увеличава минимално с 0,386%, от 496 549 MWh през 2020 г. до 498 466 MWh през 2024 г. Дружеството прогнозира сравнително високи технологични разходи по преноса на топлинна енергия от 35,63% за целия период на новия бизнес план, които от 176 905 MWh през 2020 г. намаляват незначително до 177 596 MWh през 2024 г. Следва да се отбележи, че в предходния бизнес план за периода 2015 г. – 2019 г. дружеството е било планирало технологичните разходи по преноса с гореща вода да се изменят от 34,2% през 2015 г. до 32,4% през 2019 г. Топлинната енергия за реализация с гореща вода се увеличава минимално с 0,407%, като от 276 006 MWh през 2020 г. достига до 277 130 MWh през 2024 г. или ръстът на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода е с 250 MWh годишно, което според дружеството се дължи на тенденциите към икономии на енергия и енергоспестяващи мерки в домакинствата. Планираните количества произведена и реализирана топлинна енергия с водна пара са определени при очаквано запазване на потреблението на клиентите на промишлена пара, като количеството топлинна енергия с водна пара за реализация е в размер на 43 740 MWh годишно за периода 2020 г. – 2024 г.

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

Дружеството заявява, че ремонтите, предвидени за периода 2020 г. - 2024 г. са насочени към постигане на резултати в три основни направления – надеждност, икономичност и спазване на екологичните изисквания.

По-съществените ремонтни мероприятия са следните:

- Ремонтни дейности, гарантиращи безопасната и безаварийна работа на оборудването;
- Ремонтни дейности, намаляващи технологичните загуби;
- Ремонтни дейности с екологична насоченост.

Посочва се, че за изпълнението на ремонтната програма ще се разчита на собствени средства и вече отпуснати заеми, които ще се обслужват навреме при така заложените цени на електрическа енергия и количества топлинна енергия с пара и гореща вода.

Конкретните ремонтни дейности са описани в приложение № 3 към бизнес плана, като са посочени и очакваните срокове за изпълнение и съответните стойности на ремонтните дейности.

<b>РЕМОНТНА ПРОГРАМА на „Топлофикация Русе“ ЕАД</b>						
<b>за периода 2020 г. – 2024 г.</b>						
<b>година</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>ОБЩО за периода</b>
Блок № 4	5,00	275,00	305,00	285,00	533,00	1 403
ПГ № 5	860,00	905,00	364,00	127,00	30,00	2 286
ПГ № 7	380,00	130,00	110,00	17,00	120,00	757
ПГ № 8	505,00	322,00	45,00	85,00	115,00	1 072
ТГ № 1	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	50
ТГ № 2	10,00	500,00	10,00	10,00	10,00	540
ТГ № 4	0,00	20,00	610,00	5,00	20,00	655
ТГ № 5	252,00	632,00	217,00	112,00	962,00	2 175
ТГ № 6	852,00	87,00	152,00	952,00	52,00	2 095
Общостанционни съоръжения	308,00	457,00	394,00	295,00	260,00	1 714
Топлопреносни мрежи	360,00	537,00	648,00	710,00	710,00	2 965

Общият размер на прогнозните разходи за ремонти за пет-годишния период на бизнес плана възлизат на 15 712 хил. лв.

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

Разходите за социални дейности, които дружеството предвижда да изпълнява, са общо в размер на **360 хил. лв.** Планираните разходи по социалната програма са за:

профилактични прегледи и противогрипни ваксини, разходи при продължително боледуване, за юбилеи, радостни и тъжни обреди (ритуали), културни и спортни мероприятия, разходи за поддръжка на почивни бази, честване на Деня на енергетика, както и честване на Новогодишни празници.

						в лева
№	Вид социален разход	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Профилактични прегледи, противогрипни ваксини	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000
2.	При продължително боледуване в рамките на една календарна година	8 100	8 100	8 100	8 100	8 100
3.	Юбилеи, радостни и тъжни обреди (ритуали)	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175
4.	Културни и спортни мероприятия	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500
4.1.	културни мероприятия – билети за театър	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
4.2.	Спортни мероприятия	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
5.	Разходи за поддръжка на почивни бази	13 000	13 000	13 000	13 000	13 000
6.	Честване на Деня на енергетика	18 300	18 300	18 300	18 300	18 300
7.	Честване на Новогодишни празници	11 925	11 925	11 925	11 925	11 925
ОБЩО лева:		72 000	72 000	72 000	72 000	72 000

### III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

#### 1. Постигнати финансови резултати

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД очаква от осъществяване на дейността да реализира печалба в размер на 2 268 хил. лв.

През 2019 г. очакванията на дружеството са за незначителен ръст на нетните приходи от продажби с 6,15% за 2019 г. спрямо 2018 г.

Общите разходи от дейността, без стойността на продадените активи, намаляват през 2019 г., спрямо 2018 г. с 3,61%.

През 2019 г. общите активи спрямо 2018 г. се увеличават на 198 180 хил. лв. от 169 432 хил. лв. или с 16,97% в резултат от увеличените материални запаси.

Нетекещите задължения се увеличават през 2019 г. на 22 784 хил. лв. спрямо 2018 г. когато са 14 702 хил. лв. в резултат на увеличени задължения по търговски заеми, както и текущите задължения на 96 394 хил. лв. от 84 176 хил. лв. за 2018 г., вследствие на увеличени задължения към клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството се увеличава от 70 357 хил. лв. за 2018 г. на 78 805 хил. лв. за 2019 г., вследствие на прогнозирания положителен финансов резултат.

В тази връзка, съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за 2019 г. е 1,57, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекучи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2019 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,51 което е индикатор, че дружеството разполага с достатъчно свободни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви е 0,66, което показва, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Структурата на пасива в 2019 г. е 40% собствен капитал и 60% привлечен капитал, а през 2018 г. е в съотношение 42% собствен капитал и 58% привлечен капитал.

## 2. Прогнозни финансови резултати по години за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г.

„Топлофикация Русе“ ЕАД прогнозира да реализира печалба във всяка една година от бизнес плана, както следва: 2020 г. – 937 хил. лв., 2021 г. – 2 091 хил. лв., 2022 г. – 2 554 хил. лв., 2023 г. – 2 743 хил. лв. и 2024 г. – 2 676 хил. лв.

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

### 2.1. Приходи

Прогнозните приходи за периода на бизнес плана са определени на база предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и цени за всяка година от бизнес плана, определени по ценови модели при метод „Норма на възвръщаемост на капитала“.

Ценова рамка за периода на бизнес плана:

Таблица № 16

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Преференциална цена на ел. енергия произведена по комбиниран начин, без ДДС	лв./MWh	231,43	260,00	260,00	260,00	260,00
2.	Премия по чл. 33а от ЗЕ	лв./MWh	169,51	169,51	169,51	169,51	169,51
3.	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара, без ДДС	лв./MWh	130,00	101,83	101,83	101,83	101,83
4.	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, без ДДС	лв./MWh	79,90	82,62	82,62	82,62	82,62

Цените на електрическата и топлинна енергия за 2020 г. - 2024 г. са определени при изчислена цена на микса от въглища за целите на производствената програма, дружеството приема да използва наличните вносни въглища за първото полугодие на 2020 г., а за останалия период на бизнес плана цената ще бъде 87,07 лв./t при калоричност 2 459 kcal/kg. Цената на природния газ остава непроменена до края на периода или 540,53 лв./knm<sup>3</sup>. Също така е включена и биомаса цената, на която е по сега действащ договор от 103 лв./t и не се променя до края на периода на бизнес плана.

### 2.2. Разходи

Общите разходи се увеличават незначително в периода на бизнес плана от 97 614 хил. лв. за 2020 г. на 97 638 хил. лв. през 2024 г., като увеличението се дължи основно на разходите за закупуване на квоти.

Разходите за закупуване на квоти нарастват през 2020 г. от 11 182 хил. лв. на 13 562 хил. лв. в 2024 г.

## 3. Прогноза за активи и пасиви

Дружеството за периода 2020 г. – 2024 г. прогнозира нарастване на дълготрайните активи от 52 561 хил. лв. за 2020 г. на 70 665 хил. лв. за 2024 г., вследствие на изпълнението на прогнозираната инвестиционна програма.

Краткотрайните активи също нарастват от 51 665 хил. лв. за 2020 г. на 53 074 хил. лв. в 2024 г., в резултат на увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Дългосрочните задължения в периода на бизнес плана се увеличават от 17 500 хил. лв. за 2020 г. на 21 208 хил. лв. за 2024 г. в резултат на увеличени задължения по търговски заеми.

Прогнозата на дружеството е краткосрочните задължения да намаляват от 15 431 хил. лв. за 2020 г. на 14 722 хил. лв. в 2024 г., вследствие на намалени задължения към клиенти и доставчици.

### 3.1. Прогнозна структура на капитала

Собственият капитал се увеличава от 71 295 хил. лв. за 2020 г. на 87 810 хил. лв. в 2024 г. вследствие на прогнозирания положителен финансов резултат.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура в периода 2020 г. – 2024 г., следва да се има предвид, че: размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“, дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в годините на бизнес плана се променя, като съотношението за 2020 г. е 68% собствен капитал и 32% привлечени средства, а в края на периода 2024 г. е 71% собствен капитал и 29% привлечени средства.

#### **4. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции**

Стойности на инвестициите и източниците на финансиране по години:

Години	Обща стойност на инвестициите в (хил. лв.)	Източници на финансиране	
		Собствени средства в (хил. лв.)	Банкови кредити в (хил. лв.)
2020 г.	9 000	0	9 000
2021 г.	4 910	0	4 910
2022 г.	5 790	0	5 790
2023 г.	5 360	0	5 360
2024 г.	5 800	0	5 800
Общо за периода 2020 г. - 2024 г.	30 860	0	30 860

Общо инвестиционните разходи на дружеството по години за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г. са 30 860 хил. лв., разпределени по години, като за финансовото обезпечение се прогнозира да е със 100% привлечени средства.

**Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че „Топлофикация Русе“ ЕАД предвид заложените прогнозни финансови резултати от дейността във всяка година на бизнес плана в периода 2020 г. – 2024 г. ще притежава финансови възможности за осъществяване и развитие на лицензионната дейност.**

Изказвания по т.5.:

С. Тодорова влезе в зала 4.

Докладва П. Младеновски. Работната група е изготвила доклад по административното производство, който е приет Комисията. Докладът е обсъден на открито заседание със заинтересованите страни. След проведеното открито заседание няма нови факти и обстоятелства, които са променят първоначално изложените в доклада изводи. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

*1. Да одобри на „Топлофикация Русе“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-029-03 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-030-05 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.*

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

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ



## РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация Русе“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-029-03 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-030-05 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – 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.6.** Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-843 от 09.12.2019 г. относно бизнес план на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г., представен със заявление с вх. № Е-14-55-6 от 27.09.2019 г. и след проведеното на 18.12.2019 г. открито заседание, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-14-55-6 от 27.09.2019 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

Предвид горното със Заповед № 3-Е-195 от 07.10.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на посоченото по-горе заявление за съответствието му с изискванията на нормативната уредба.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенията към него са представени в доклад с вх. № Е-Дк-843 от 09.12.2019 г., приет с решение на КЕВР на закрито заседание по протокол № 220 от 13.12.2019 г., т. 5 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) на 18.12.2019 г. е проведено открито заседание, на което е присъствал г-н Георги Георгиев изпълнителен директор на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД. Същият не е направил възражения по фактите, обстоятелствата и изводите, отразени в приетия доклад.

След извършване на справка в Търговския регистър се установи, че „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД с ЕИК 200532770 е еднолично акционерно дружество със 100% частен капитал, със седалище и адрес на управление: област Велико Търново, община Горна Оряховица, гр. Горна Оряховица 5100, ул. „Св. Княз Борис I“ № 29. Регистрираният основен капитал на дружеството възлиза на 8 556 500 лв. лв. и е разпределен в 8 556 500 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 съвет на директорите, като се представлява от изпълнителния директор Георги Христов Георгиев заедно с един от останалите двама членове на съвета на директорите – Руси Илчев Данев или Валентина Иванова Ралева.

Предметът на дейност на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е производство и търговия с електроенергия и топлоенергия (след лицензиране), преработка на въглища, сделки с кокс, въглища, и/или пепелина, машинно-монтажни дейности, консултантски услуги, изграждане на енергийни инсталации, както и всяка друга дейност, незабранена от закона, като за осъществяване на тези дейности, дружеството притежава **лицензия № Л-312-03 от 23.11.2009 г.** за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“, изменена с Решение И1-Л-312 от 27.05.2013 г. и Решение № И2-Л-312 от 25.07.2019 г., с което срокът

на лицензията е продължен с 10 години, считано от 24.11.2019 г.

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 лицензията и се оформя като приложение към нея, 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. В тази връзка лицензиантът „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е изпълнил това изискване, като е подал заявление в КЕВР в установения срок.

Представеният от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г. е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

1. инвестиционна програма;
2. производствена програма;
3. ремонтна програма;
4. социална програма за дейностите и мероприятията със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове;
5. прогнозна структура и обем на разходите по години в съответствие с класификацията на разходите съгласно указанията на комисията за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването по наредбите за регулиране на цените на електрическата и топлинната енергия и на природния газ;
6. прогнозни годишни финансови отчети.

С решение № БП-8 от 16.02.2015 г. Комисията е одобрила предходния бизнес план на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за периода от 2015 г. до 2019 г. включително.

С писмо с изх. № Е-14-55-6 от 09.10.2019 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи:

1. Отчет и анализ на изпълнението на социалната програма на дружеството за периода 2015 г. – 2019 г. с посочени планираните и отчетени стойности за всяка разходна позиция в програмата;

2. Социалната програма за дейностите и мероприятията със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове за периода 2020 г. – 2024 г. с представени дейности с разчетени стойности за всяка разходна позиция и за всяка една година на бизнес плана;

С писмо към вх. № Е-14-55-6 от 18.10.2019 г., дружеството е представило изисканата информация.

## **I. ОТЧЕТ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2015 г. - 2019 г.**

Отчетната информация за изпълнението на програмите от бизнес плана за периода 2015 г. - 2019 г. е представена от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-55-6 от 27.09.2019 г. и от 18.10.2019 г.

### **I.1. Изпълнение на инвестиционна програма**

В таблица № 1 са представени планираните и отчетени разходи за инвестиции, по години за периода 2015 г. – 2019 г.

**Таблица № 1**

**В ХИЛ. ЛВ.**

<b>ОБОБЩЕН ОТЧЕТ ЗА РАЗХОДИТЕ ЗА ИНВЕСТИЦИИ В ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.</b>					
	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>
<b>план</b>	<b>1 780</b>	<b>945</b>	<b>6 000</b>	<b>1 500</b>	<b>800</b>
<b>отчет</b>	<b>509</b>	<b>166</b>	<b>91</b>	<b>89</b>	<b>26*</b>
<b>изпълнение, %</b>	<b>28,60</b>	<b>17,57</b>	<b>1,52</b>	<b>5,9</b>	<b>3,25</b>

**\* - отчетните данни са за първото шестмесечие на 2019 г.**

През **2015г.** дружеството е планирало 1 780 хил. лв. за инвестиционни дейности, от които 1 500 хил. лв. за изграждане на депо за неопасни отпадъци – сгуроотвал I етап.

Посочва се, че инвестицията е въведена в групата на „Захарни заводи“ АД. Изграденото ново депо за неопасни отпадъци отговаря на екологичните изисквания. На останалите терени е извършена техническа и биологична рекултивация, със залесяване с месни видове растителност. Останалите планирани инвестиции – закупуване на нов трансформатор 20/6,3 kVA и закупуване на вакуум прекъсвачи са изпълнени. Направени са допълнителни инвестиции като реконструкции на ТГ № 2 на стойност 181 хил. лв и на разпределителна уредба на стойност 24 хил. лв., и други на стойност 26 хил. лв.

През **2016 г.** инвестиционните разходи възлизат на 208 хил. лв., от които въведени за годината са на стойност 166 хил. лв., в т.ч. закупуване и монтаж на питателна помпа – 58 хил. лв., багерна помпа – 12 хил. лв., два броя горелки – 30 хил. лв., въздуховоди за вторичен въздух – 16 хил. лв., анализатор за разтворен кислород – 12 хил. лв. Осъществените инвестиции са финансирани със собствени средства. Дружеството е било планирало изграждане на система за обработка на вода за технически нужди чрез обратна осмоза, но след обсъждане на технически съвет, тази инвестиция е отпаднала, като икономически неизгодна. Посочва се, че през 2016 г. са извършени инвестиции, свързани с подобряване на горивния процес на парогенератори № 1 и № 3, които е било предвидено да бъдат завършени през 2017 г. и 2018 г.

През **2017 г.** са извършени инвестиции на стойност 176 хил. лв., въведените за периода са на стойност 91 хил. лв. Осъществените инвестиции са финансирани със собствени средства, в т.ч.: противообледителна система – 18 хил. лв., закупуване на 3 бр. везни на стойност 19 хил. лв., кондензна помпа 2 хил. лв, резервоар за солена разтвор 8 хил. лв., уреди за мониторинг на отпадни води 6 хил. лв.

Посочва се, че с цел подобряване на земните защиты на изводи 6,3 kV в ТЕЦ е взето решение за извършване на инвестиция „Заземяване на звезден център през активно съпротивление“. Също така са били започнати инвестиционни дейности за изграждане на кабелни линии и на тръбна кабелна канална система, като тези две инвестиции са завършени през първото шестмесечие на 2018 г.

През годината са изпълнени инвестиционни дейности на обща стойност 33 хил. лв, които се отнасят за изработване на проекти за когенерационна система и котел с кипящ слой 20 t/h. В таблица № 2 са представени частично започнатите през 2016 г. инвестиционни дейности по проекти за подобряване на горивния процес и отчетените за периода 01.01.2017 г – 31.12.2017 г.

**Таблица № 2**

Обект	в лева			
	начално салдо към 01.1.2017 г	отчетени за 2017 г.	въведени през 2017 г.	крайно салдо към 31.12.2017 г
Дюзи на вентури котел № 1	17 365,00	2 409,68		19 774,68
Дюзи на вентури котел № 3	16 765,00	2 409,68	19 174,68	0,00
Въздуховод студен въздух ШТМЗА и ШТМ ЗБ	3 000,00			3 000,00
Въздуховод за газови горелки та котел № 3	5 800,00			5 800,00
Кабелно трасе		43 670,47		43 670,47
Заземяване на звезден център през активно съпротивление		18 665,00		18 665,00
Котел за кипящ слой 20 t/h.		22 011,66		22 011,66
Ко-генерационна инсталация 2MW		11 300,00		11 300,00
Мълниезащитна инсталация		4 159,25		4 159,25
<b>ОБЩО:</b>	<b>42 930,00</b>	<b>104 625,49</b>	<b>19 174,68</b>	<b>128 381,06</b>

За **2018 г.** дружеството отчита инвестиции на стойност близо 89 хил. лв., в т.ч.: закупуване на уред за измерване на разход за вода и пара 2 хил. лв, мотокар – 4,5 хил. лв, помпа за спомагателни съоръжения 5 хил. лв. Въведените за периода са на стойност 164

хил. лв., в т.ч. са завършени инвестиционни дейности започнати през 2017 г.

В таблица № 3 са представени отчетени и въведени през 2017 г. инвестиции.

**Таблица № 3**

**в лева**

Обект	нач. салдо към 01.1.2018 г	отчетени за периода 01.1.18г- 31.12.18 г	въведени за периода 01.1.18 г- 31.12.18 г	кр. салдо към 31.12.2018 г
Дюзи на вентури котел № 1	19 774,68			19 774,68
Въздуховод студен въздух ШТМ 3А и ШТМ 3Б	3 000,00	8 813,85	11 813,85	0,00
Въздуховод за газови горелки за котел № 3	5 800,00	10 505,60	16 305,60	0,00
Кабелно трасе	43 670,47	19 240,56	62 911,03	0,00
Заземяване на звезден център през активно съпротивление	18 665,00	30 031,69	48 696,69	0,00
Котел за кипящ слой 20 t/h.	22 011,66			22 011,66
Ко-генерационна инсталация 2MW	11 300,00			11 300,00
Мълниезащитна инсталация	4 159,25	5 021,28	9 180,53	0,00
Помпа в топлосилов цех		5 421,30	5 421,30	0,00
Мотокар		4 500,00	4 500,00	0,00
Помпа едностъпална центробежна		2 124,76	2 124,76	0,00
Уред за измерване разхода на пара		1 656,00	1 656,00	0,00
Уред за измерване разхода на вода		1 656,00	1 656,00	0,00
<b>ОБЩО:</b>	<b>128 381,06</b>	<b>88 971,04</b>	<b>164 265,76</b>	<b>53 086,34</b>

През първото шестмесечие на 2019 г., дружеството отчита инвестиции, посочени в таблица № 4.

**Таблица № 4**

**в лева**

Обект	нач. салдо към 01.1.2019 г	отчетени за периода 01.1.19г- 30.06.19 г	въведени за периода 01.1.19 г- 30.06.19 г	кр. салдо към 30.06.2019 г
Дюзи на вентури котел № 1	19 774,68		19 774,68	0,00
Котел за кипящ слой 20 t/h.	22 011,66			22 011,66
Ко-генерационна инсталация 2MW	11 300,00			11 300,00
Уред за измерване на електропроводимост	0,00	1 159,90	1 159,90	0,00
Дренажна помпа бойлерна	0,00	1 950,00		1 950,00
Дренажна помпа външен резервоар	0,00	2 220,50	2 220,50	0,00
Помпа за декарбонизирана вода	0,00	2 380,15	2 380,15	0,00
Булдозер Т 130	0,00	9 000,00		9 000,00
Уред за измерване на релейни защиты	0,00	12 420,00		12 420,00
Шибър DN 150 3 бр. – Увел. ст-ста на тръбопровод за вода турбинен участък	0,00	13 776,76		13 776,76
<b>ОБЩО:</b>	<b>53 086,34</b>	<b>42 907,31</b>	<b>25 535,23</b>	<b>70 458,42</b>

За периода 2015 г. - 2019 г. дружеството отчита разходи за инвестиции в размер на **881 хил. лв., при планирани 11 025 хил. лв. или изпълнението е 7,9%**. Посочва се, че част от инвестициите за този период ще бъдат прехвърлени за изпълнение през периода 2020 г. - 2024 г.

## **I.2. Изпълнение на производствената програма**

В таблица № 5 са представени планирани и отчетени производствени показатели за електрическа и топлинна енергия, по години за периода 2015 г. – 2019 г.

**Таблица № 5**

### **ОТЧЕТ ЗА ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ –ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ**

ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.										
Показатели	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет*
Произведена електрическа енергия, MWh	7 100	13 499	7 100	6 944	9 560	4 265	9 560	0	9 560	4 297
Ел. енергия за СН, MWh	3 700	3 804	3 700	2 350	4 700	1 256	7 270	0	4 270	1 026
Ел. енергия за СН, %	52,11	28,18	52,11	33,84	49,16	29,44	44,67	0	44,67	23,87
Продадена ел. енергия, MWh	3 400	9 695	3 400	4 614	4 860	3 009	5 290	0	5 290	3 174
Произведена топл. енергия, MWh	93 200	151 934	93 200	98 471	109 464	99 017	109 454	70 473	109 454	71 488
Топл. енергия за СН, MWh	8 200	3 805	8 200	2 719	9 454	1 297	9 454	891	9 454	2 087
Топл. енергия за СН, %	8,8	2,5	8,8	2,76	8,64	1,31	8,64	1,26	8,64	2,92
Отпусната топл. енергия, MWh	85 000	134 629	85 000	88 810	100 000	93 455	100 000	69 582	100 000	91 920

\* - отчетните данни са за първото шестмесечие на 2019 г.

Производствената програма на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е разработена в съответствие с работата на двата основни консуматора „Завод за захар“ и „Завод за спирт“, а именно преработка на 30 000 t. сурова захар годишно от завода за захар и 11 месеца работа на завода за спирт. През 2015 г. и 2016 г. отчетените производствени показатели са по-високи от планираните, поради увеличено количество на преработената сурова захар – 81 700 t. с. з. през 2015 г. и 50 205,8 t. с. з. през 2016 г.

През 2017 г. в завода за спирт е включена в работа нова инсталация и поради технологични причини е спряна работата на турбогенератор № 1, което е довело до по-малко производство на електрическа енергия през годината.

През 2018 г. дружеството не е преработвало сурова захар, което е причината за голямо отклонение от плана за производство на електрическа енергия.

За първото шестмесечие на 2019 г. дружеството има проведена кампания за преработка на сурова захар и отчита 4 297,097 MWh производство на електрическа енергия.

През периода се наблюдава намаление на електрическата енергия за собствени нужди и на топлинната енергия, поради постигнати оптимални режими на работа, оптимизация на енергийните разходи и повишаване на ефективността на комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия.

Общо за периода 2015 г. – първо шестмесечие на 2019 г., дружеството отчита 20 492 MWh продадена електрическа енергия.

### **I.3. Изпълнение на ремонтната програма**

В таблица № 6 са представени планираните и отчетени разходи за ремонти, по години за периода 2015 г. – 2019 г. Общо за целия период, дружеството отчита разходи за ремонти в размер на 904 хил. лв., при планирани 1 310 хил. лв. или изпълнението е 69,00%.

Таблица № 6

ХИЛ. ЛВ.

<b>ОБОБЩЕН ОТЧЕТ ЗА РАЗХОДИТЕ ЗА РЕМОНТИ В ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.</b>					
	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>
<b>план</b>	<b>260</b>	<b>250</b>	<b>270</b>	<b>260</b>	<b>270</b>
<b>отчет</b>	<b>229</b>	<b>275</b>	<b>213</b>	<b>150</b>	<b>37*</b>
<b>изпълнение, %</b>	<b>88,07</b>	<b>110</b>	<b>78,89</b>	<b>57,69</b>	<b>13,70</b>

\* - отчетната стойност е за първото шестмесечие на 2019 г.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД заявява, че съоръженията и техническата инфраструктура се поддържат в добро състояние. Ежегодно се извършват ремонти по одобрени ремонтни програми и в обем гарантиращ нормалния технологичен режим на съоръженията.

През **2015 г.** при планирани 260 хил. лв., дружеството отчита 229 хил. лв., което е 88,07% изпълнение. Направени са ревизия и ремонт на скрепкови питатели на двата парогенератора, ревизия въздухоподгревател I степен на двата парогенератора, ревизия и подмяна на арматура – парна и водна. В турбинен цех е подменен воден колектор от деаератор към питателни помпи и подмяна на захранващ воден колектор. В химичен цех е ремонтиран 4 – ти механичен филтър, ремонт на кондензна помпа, ревизия и ремонт на варови и помпи за декарбонизирана вода. Направен е също и ремонт на въздухоотделител на реактор-утаителя, ревизирана е арматура. Във въглеподавателен цех е извършено: профилактика и ремонт на грайферен кран, ремонт на булдозер Б10М, ревизия и ремонт на транспортни ленти, подмяна на питател за сурово гориво на транспортна лента 2А, ремонт на фадрома Л34, настройка на лентова везна. В електроцеха са извършени следните ремонтни дейности: възстановяване на главната ел. схема и подмяна на прекъсвачи ГР 6,3 kV, кондензаторна батерия, профилактика на ел. задвижването на транспортните ленти, интеграция на система за енергиен мониторинг, ремонт на електрофилтър.

Изпълнението на ремонтните дейности през **2016 г.** е 110%, през **2017 г.** съответно 78,89%, а през **2018 г.** е 57,69%. Дейностите са свързани с техническото състояние на съоръженията и са с цел съхраняване и повишаване ефективността на функциониране на централата. Основната цел на извършените ремонти е поддръжка, частична или пълна подмяна на спомагателни съоръжения и намаляване аварийността на съоръженията.

През периода са направени някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Към ремонтните дейности са отнесени предпроектни проучвания за закупуване на нови мощности и намаляване емисиите на NO<sub>x</sub>.

Дружеството заявява, че част от планираните ремонти, които не са извършени ще бъдат заложи в ремонтната програма за новия период 2020 г. - 2024 г.

#### **I.4. Изпълнение на социалната програма за периода 2015 г. – 2019 г.**

В таблица № 5 са посочени планираните и отчетени социални разходи за периода 2015 г. - 2019 г.

Социалната програма е с насоченост към създаване на безопасни и здравословни условия на труд и ангажиментите на дружеството спрямо служителите, съгласно нормативни документи и Колективния трудов договор. Дружеството е сключило допълнително здравно осигуряване по-късно от планираното – през 2017 г. В „други“ социални разходи са обхванати следните дейности: изплащане на суми на родители на първокласници, изплащане на суми за коледни подаръци на деца до 10% от минималната заплата за страната и суми за празника на хранително вкусовата промишленост. При планирани за периода 2015 г. - 2019 г. – 335 хил. лв., дружеството отчита 300 хил. лв. или **изпълнението е 89,55%**.

**Таблица № 7**

**В ХИЛ. ЛВ.**

<b>№</b>	<b>Вид социален</b>	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>
----------	---------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

	разход										
		план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
1.	Заплащане карти за пътуване с градския транспорт – дружеството поема 50% от стойността им	4	3	4	3	4	3	4	3	4	3
2.	Ваучери за храна на стойност 2,00 лв на ден	46	48	46	48	46	48	46	48	46	48
3	Допълнително медицинско застраховане за сметка на работодателя	15	0	15	0	15	5	15	13	15	8
4	Други	2	2	2	3	2	6	2	6	2	2
ОБЩО лева:		67	53	67	54	67	62	67	70	67	61

### I.5. Финансови аспекти

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД в периода от 2015 г. – 2016 г. е с отрицателен финансово резултат от осъществяване на дейността, както следва: 2015 г. – 134 хил. лв., 2016 г. – 2 833 хил. лв., спрямо 2017 г., когато е отчетел печалба в размер на 764 хил. лв.

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

Бизнес планът на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г. е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, като съдържа изискуемите реквизити и е съставен за срок до 5 години. Той е изготвен в съответствие с работата на двата завода – завод за захар и завод за спирт, които са основни консуматори на топлинна енергия.

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

През 2020 г. се предвижда изграждане на ко-генерационен модул с мощност 2 MW, на стойност 2 600 хил. лв., за работен проект 40 хил. лв. собствени средства и банков кредит за 2 600 хил. лв., който ще бъде въведен в експлоатация през м. юни 2020 г. Дружеството ще изгради депо за неопасни отпадъци – сгуроотвал – 2-ри етап 1 500 хил. лв. – банков кредит, който ще бъде въведен в експлоатация през м. ноември 2020 г. Предвижда се подмяна на клапанови релета в ГРУ – 20 хил. лв. собствени средства, въвеждане м. август 2020 г. и подмяна на ел. частта на грайферен кран – 30 хил. лв., собствени средства, въвеждане м. октомври 2020 г.

През 2021 г. ще бъде подменена питателна магистрала 60 ата – 100 хил. лв. собствени средства, въвеждане м. ноември 2021 г., а през 2022 г. подмяна на осветителни тела с LED осветление – 100 хил. лв. – собствени средства, въвеждане м. декември 2022 г.

През 2023 г. е предвиден основен ремонт на 1-во поле на електрофилтър – 350 хил. лв. – банков кредит, въвеждане м. ноември 2023 г. и закупуване и въвеждане в експлоатация на котел 20 t/h – 6 000 хил. лв. – банков кредит, въвеждане м. август 2023 г.

През 2024 г. е планирано закупуване на челен товарач – 100 хил. лв. – собствени средства, въвеждане м. септември 2024 г. и нов деаератор – 40 хил. лв., собствени средства, въвеждане м. май 2024 г.

Общо планираните инвестиции за периода 2020 г. – 2024 г. са в размер на 10 840 хил. лв.

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

Таблица № 8

ПРОГНОЗНИ ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.						
Показатели	мярка	година от бизнес плана				
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.

Електрическа енергия-бруто	MWh	6 500	16 422	16 422	16 422	16 422
Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 440	4 096	4 096	4 096	4 096
	%	22,15	24,94	24,94	24,94	24,94
Електрическа енергия-нето (за продажба)	MWh	5060	12 326	12 326	12 326	12 326
СРУГ за ел. енергия	g/kWh	1221,17	549,74	549,74	549,74	549,74
Производство на топлинна енергия	MWh	119 820	119 820	119 820	119 820	119 820
СН за ТЕ	MWh	1 720	1 720	1 720	1 720	1 720
	%	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44
Отпусната топлинна енергия	MWh	118 100	118 100	118 100	118 100	118 100
СРУГ за топл. енергия	kg/MWh	102,45	116,52	116,52	116,52	116,52

В таблица № 8 са представени прогнозните разчети на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за производствените показатели за периода 2020 г. – 2024 г.

За всяка година от бизнес плана, дружеството планира преработката на 50 000 t. сурова захар, в месеците март и април, като осигурява 118 100 MWh прогнозно количество топлинна енергия за завода за спирт и реализира 6 500 MWh електрическа енергия през 2020 г., а през следващите години на бизнес плана достига до 16 422 MWh, поради въвеждане в експлоатация на ко-генераторна инсталация през 2021 г.

Производството на електрическа енергия е предвидено да нарасне от 5 060 MWh през 2020 г. до 12 326 MWh през 2024 г., а общо за периода е планирано да бъде 54 364 MWh.

Отпуснатото количество топлинна енергия е планирано по 118 100 MWh за всяка една година от бизнес плана или 590 500 MWh за целия период.

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

В ремонтната програма на ТЕЦ са планирани мероприятия, които са неотложни с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Разходите и съответните дейности са посочени в таблици от № 9 до № 13. Те са прогнозирани с оглед работните часове на съоръженията и поддръжката на тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са ремонти на някои възли от централата, като се има в предвид старото оборудване, износената арматура на съоръженията и увеличаване на честотата на аварийите – пробиви по изпарителните системи на котлите, пробиви по парни и водни магистрали и др., което налага провеждането на значителен по обем ремонтни дейности.

#### **Таблица № 9**



<b>2020 г.</b>		
<b>Съоръжения, цехове</b>	<b>Ремонтни дейности</b>	<b>Прогнозни разходи, хил. лв.</b>
Парогенератор № 3	Ревизия и ремонт скрепкови питатели на ПГ № 3	<b>10</b>
	Ремонт на шахтови мелници 3А и 3Б на ПГ № 3	<b>10</b>
	Ремонт на електрофилтър	<b>10</b>
Турбинен участък	Ремонт на питателна помпа № 2	<b>10</b>
	Ревизия на БРОУ-2	<b>15</b>
ХВО цех	Ремонт на помпи за декарбонизирана вода	<b>5</b>
	Ремонт на реактор-утаител	<b>15</b>
	Подмяна на тръбопровод за декарбонизирана вода към механични филтри	<b>20</b>
Електроцех	Поетапно подмяне на рейките на разединителите в ГРУ6,3 kV, РУ 20 kV и РУ СН 6,3 kV по изводи	<b>20</b>
Въглеподавателен цех	Ревизия и ремонт на транспортни ленти	<b>10</b>
	Ремонт на челен товарач Ф16	<b>20</b>
	Ремонт на булдозер Б10М	<b>15</b>
<b>Общо разходи за ремонти за 2020 г.:</b>		<b>170</b>

**Таблица № 10**

<b>2021 г.</b>		
<b>Съоръжения, цехове</b>	<b>Ремонтни дейности</b>	<b>Прогнозни разходи, хил. лв.</b>
Парогенератор № 1 – текущ ремонт	Ревизия и ремонт скрепкови питатели	<b>5</b>
	Подмяна на брони на ШМТ 1А и 1Б	<b>15</b>
ПК № 3 – текущ ремонт	Подмяна на брони на ШМТ 3А и 3Б	<b>15</b>
	Ревизия на парна и водна арматура	<b>10</b>
	Ревизия и ремонт скрепкови питатели	<b>10</b>
	Ремонт на електрофилтър	<b>10</b>
ХВО цех	Подмяна на линия ХОВ	<b>25</b>
	Подмяна на линия пара към ХВО цех	<b>15</b>
	Ревизия и ремонт на варови помпи, помпи за ХОВ вода и помпи за декарбонизирана вода	<b>5</b>
Въглеподавателен цех	Ремонт на грайферен кран	<b>8</b>
	Ревизия и ремонт на транспортни ленти	<b>30</b>
	Ремонт на челен товарач Ф16	<b>20</b>
	Ремонт на булдозер Б10М	<b>15</b>
<b>Общо разходи за ремонти за 2021 г.:</b>		<b>183</b>

**Таблица № 11**

<b>2022 г.</b>		
<b>Съоръжения, цехове</b>	<b>Ремонтни дейности</b>	<b>Прогнозни разходи, хил. лв.</b>
Парогенератор № 1 – текущ ремонт	Ревизия и ремонт скрепкови питатели	<b>5</b>
	Подмяна на брони на ШМТ 1А и 1Б	<b>10</b>
	Ревизия на електрофилтър	<b>10</b>
Турбинен участък	Подмяна на участък от колектор 39 ата	<b>30</b>
	Подмяна на арматура по колектор 6 ата	<b>25</b>
ХВО цех	Ремонт на резервоари за декарбонизирана вода	<b>10</b>
Електроцех	Поетапно подменяне на уредите за измерване на напрежение, ток и мощност в командна зала по изводи	<b>15</b>
	Обмазване на силови кабели с негорими материали и разделяне с изолационни прегради	<b>30</b>
Въглеподавателен цех	Ревизия на транспортни ленти	<b>15</b>
	Ремонт на челен товарач Ф18	<b>10</b>
<b>Общо разходи за ремонти за 2022 г.:</b>		<b>160</b>

**Таблица № 12**

<b>2023 г.</b>		
<b>Съоръжения, цехове</b>	<b>Ремонтни дейности</b>	<b>Прогнозни разходи, хил. лв.</b>
Турбинен участък	Ревизия и ремонт на питателни помпи № 3, № 4 и № 5	<b>30</b>
	Ревизия и ремонт на арматура – парна и водна	<b>20</b>
ПГ № 1 – текущ ремонт	Ревизия и ремонт скрепкови питатели	<b>10</b>
	Ревизия на въздухоподгревател II степен	<b>5</b>
	Ремонт на газоходи	<b>10</b>
ХВО цех	Подмяна на механичен филтър	<b>35</b>
Електроцех	Подмяна на маслени кабели за ТГ № 1	<b>30</b>
Въглеподавателен цех	Ревизия и ремонт на грайферен кран	<b>10</b>
	Ревизия на транспортни ленти	<b>15</b>
	Ремонт на челен товарач Ф16	<b>10</b>
<b>Общо разходи за ремонти за 2023 г.:</b>		<b>175</b>

**Таблица № 13**

<b>2024 г.</b>		
<b>Съоръжения, цехове</b>	<b>Ремонтни дейности</b>	<b>Прогнозни разходи, хил. лв.</b>
Турбинен участък	Ремонт на ТГ № 1	<b>70</b>
	Подмяна и ремонт на арматура	<b>30</b>
ПГ № 1 – текущ ремонт	Ревизия и ремонт на въздуховоди	<b>20</b>
	Подмяна на брони на ШМТ 1А и 1Б	<b>10</b>
	Ревизия и ремонт скрепкови питатели	<b>5</b>
	Ревизия на електрофилтър	<b>10</b>
ХВО цех	Ревизия и ремонт на варови помпи, помпи за ХОВ вода и помпи за декарбонизирана вода	<b>5</b>
Въглеподавателен цех	Ревизия на транспортни ленти	<b>15</b>
	Ремонт на челен товарач Ф18	<b>10</b>
<b>Общо разходи за ремонти за 2024 г.:</b>		<b>175</b>

**Общо планираните средства за ремонтни дейности за периода 2020 г. – 2024 г. са в размер на 863 хил. лв.**

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

За периода 2020 г. – 2024 г. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД планира общо 360 хил. лв. разходи за социалната програма. Те ще бъдат насочени за изпълнение на ангажименти на дружеството съгласно нормативните документи и Колективния трудов договор. Посочва се, че са запазени всички разходни позиции, които са били в предишния бизнес план за периода 2015 г. - 2019 г., като са създадени и нови, например за изплащане на суми на работници при ползване на непрекъснат 5 дневен годишен отпуск.

В таблица № 14 са посочени прогнозните разходи за периода 2020 г. – 2024 г. и съответните социални дейности, които дружеството предвижда в новия бизнес план.

В други социални дейности влизат следните:

- За първия учебен ден, родители на първокласници получават социална помощ на стойност 50,00 лв. и 1 ден платен отпуск за този ден;
- По случай Коледа – родителите на деца до 7- годишна възраст получават помощ в размер на 10% от минималната работна заплата за страната, за подаръци;
- За 8-ми март, жените получават ваучери за храна на стойност 10% от минималната работна заплата за страната;
- При кръводаряване, освен полагащия се отпуск по чл. 157, ал. 1, т. 2 от КТ, работниците/служителите ползват допълнително 3 дни отпуск;
- При ползване на минимум пет работни дни отпуск като допълнително трудово възнаграждение се начислява сумата от 50,00 лв. – по чл. 39, ал. 8 от КТД;
- На родители на новородено дете се начислява еднократно сумата от 100,00 лв. по чл. 39, ал. 9 от КТД;
- За честване на професионалния празник, Работодателя осигурява средства в размер на 10% от минималната работна заплата за страната на всеки служител/работник в трудови правоотношения с „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД.

**Таблица № 14**

**В ХИЛ. ЛВ.**

<b>Вид социален разход</b>	<b>година от бизнес плана</b>				
	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Заплащане на карти за пътуване с градски транспорт – 50% от стойността	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
Ваучери за храна – 2,00 лв. на отработен ден	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>
Застраховка за сметка на	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>

работодателя – допълнително медицинско застраховане					
Други социални разходи	6	6	6	6	6
ОБЩО за периода 2020 г. – 2024 г.:	360				

### III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

#### 1. Постигнати финансови резултати

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. е видно, че „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД от осъществяване на дейността е реализирал загуба в размер на 1 380 хил. лв.

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД очаква от осъществяване на дейността да реализира загуби в размер на 803 хил. лв. След 2020 г. прогнозата е да се реализира печалба във всяка една година от бизнес плана.

През 2019 г. очакванията на дружеството са за ръст на общите приходи с 69,99% и на общите разходи с 56,18% спрямо 2018 г. от увеличеното производство, в резултат на което очакванията са за подобряване на финансовия резултат.

През 2019 г. общите активи спрямо 2018 г. намаляват на 16 796 хил. лв. от 19 022 хил. лв. или с 11,70% в резултат от намалените материални запаси.

Нетекещите задължения намаляват през 2019 г. на 84 хил. лв. спрямо 2018 г. когато са 108 хил. лв., както и текущите задължения на 12 350 хил. лв. от 13 923 хил. лв. за 2018 г., вследствие на намалените задължения към свързани предприятия.

Собственият капитал на дружеството, повлиян от очаквания отрицателен финансов резултат в 2019 г. е 4 362 хил. лв., спрямо 4 991 хил. лв. за 2018 г.

В тази връзка, съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за 2019 г. е 0,69, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекещи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2019 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,85 което е индикатор, че дружеството няма свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви е 0,35, което показва, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Структурата на пасива в 2019 г. е аналогична на тази от 2018 г. и е в съотношение 26% собствен капитал и 74% привлечен капитал.

#### 2. Прогнозни финансови резултати в бизнес план 2020 г. – 2024 г.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД прогнозира да реализира печалба във всяка една година от бизнес плана, както следва: 2020 г. – 1 362 хил. лв., 2021 г. - 1 606 хил. лв., 2022 г. – 1 637 хил. лв., 2023 г. – 1 705 хил. лв. и 2024 г. – 1 894 хил. лв.

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

##### 2.1. Приходи

Прогнозните приходи за периода на бизнес плана са определени на база предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и цени за всяка година от бизнес плана, определени по ценови модели при метод „Норма на възвръщаемост на капитала“. Производствената програма на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за периода на 2020 г. – 2024 г. е съобразена с прогнозираното производство на двата завода - Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ.

Ценовата рамка за периода на бизнес плана е представена в таблица № 15.

**Таблица № 15**

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Преференциална цена на ел. енергия, произведена по комбиниран начин без ДДС	лв./MWh	447,22	317,10	321,27	317,82	323,81
2.	Премия по чл. 33а от ЗЕ	лв./MWh	356,72	222,07	221,49	213,05	213,81
3.	Прогнозна пазарна цена	лв./MWh	90,50	95,03	99,78	104,77	110,00
4.	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с водна пара, без ДДС	лв./MWh	83,59	85,26	85,32	86,64	92,95

В резултат на намаленото производство на електрическа енергия на 6 500 MWh през първата година на бизнес плана, спрямо предния период, цената на електрическата енергия е по-висока, след което намалява в резултат на въвеждането на нов когенерационен модул с електрическа мощност 2 MW и производството на електрическа енергия е в размер на 16 422 MWh.

Цените на електрическата и топлинна енергия за 2020 г. - 2024 г. са определени при прогнозни цени на горивата, представени в таблица № 16.

**Таблица № 16**

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Цена на въглища	лв./t	219,93	219,93	219,93	219,93	219,93
2.	Цена на природен газ	лв./1000 nm <sup>3</sup>	594,59	617,37	617,37	617,37	617,37

**2.2. Разходи**

Общите разходи нарастват в периода на бизнес плана от 17 236 хил. лв. за 2020 г. на 19 785 хил. лв. през 2024 г., като ръстът се дължи основно на увеличените разходи за горива и разходи за емисии парникови газове.

Разходите за горива нарастват през 2020 г. от 6 120 хил. лв. на 7 616 хил. лв. в 2024 г., разходите за емисии парникови газове от 1 529 хил. лв. за 2020 г. на 1 849 хил. лв. в 2024 г.

**3. Прогноза за активи и пасиви**

Дълготрайните активи нарастват от 9 794 хил. лв. за 2020 г. на 12 331 хил. лв. през 2024 г. вследствие на изпълнението на прогнозираната инвестиционна програма.

Краткотрайните активи също нарастват от 12 364 хил. лв. за 2020 г. на 16 300 хил. лв. в 2024 г., в резултат на увеличените материални запаси и вземанията от свързани предприятия.

В периода на бизнес плана 2020 г. – 2024 г. общо задълженията намаляват от 16 434 хил. през 2020 г. на 16 065 хил. лв. в 2024 г., основно от намалените текущи задължения към свързани предприятия.

**3.1. Прогнозна структура на капитала**

По отношение на капиталовата структура очакванията са за поетапно увеличаване на сумата на собствения капитал от 5 724 хил. лв. за 2020 г. на 12 566 хил. лв. през 2024 г., вследствие на прогнозирания положителен финансов резултат.

**4. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции**

В таблица № 17 са представени прогнозните стойности на инвестициите и източниците на финансиране по години.

**Таблица № 17**

Години	Обща стойност на инвестициите в (хил. лв.)	Източници на финансиране	
		Собствени средства в (хил. лв.)	Банкови кредити в (хил. лв.)
2020 г.	3 190	90	3 100
2021 г.	100	100	0
2022 г.	100	100	0
2023 г.	6 350	0	6 350
2024 г.	140	140	0
<b>Общо за периода 2020 г. - 2024 г.</b>	9 880	430	9 450

Общо инвестиционните разходи на дружеството за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г. са 9 880 хил. лв., разпределени по години и източници на финансиране, като за финансовото обезпечение изпълнението на посочените инвестиции се прогнозира 96% банкови кредити и 4% собствени средства.

**Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД предвид заложените прогнозни финансови резултати от дейността във всяка година на бизнес плана в периода 2020 г. – 2024 г. ще притежава финансови възможности за осъществяване и развитие на лицензионната дейност.**

Изказвания по т.б.:

Докладва П. Младеновски. Работната група е изготвила доклад, приет на закрито заседание. Той е обсъден и на проведено на 18.12.2019 г. открито заседание. След проведеното открито заседание няма настъпили нови факти и обстоятелства, които да променят първоначално изложените в доклада изводи. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

*1. Да одобри на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-312-03 от 23.11.2009 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.*

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

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-312-03 от 23.11.2009 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за),

от които **три гласа** (Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.7.** Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-845 от 09.12.2019 г. относно **бизнес план на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г., представен със заявление с вх. № Е-14-11-16 от 01.10.2019 г.** и след проведеното на 18.12.2019 г. открито заседание, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-14-11-16 от 01.10.2019 г. от „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

Предвид горното със Заповед № 3-Е-196 от 07.10.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на посоченото по-горе заявление за съответствието му с изискванията на нормативната уредба.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенията към него са представени в доклад с вх. № Е-Дк-845 от 09.12.2019 г., приет с решение на КЕВР на закрито заседание по протокол № 220 от 13.12.2019 г., т. 6 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) на 18.12.2019 г. е проведено открито заседание, на което е присъствал г-н Петър Пилънов заместник-изпълнителен директор на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД. Същият не е направил възражения по фактите, обстоятелствата и изводите, отразени в приетия доклад.

След извършване на справка в Търговския регистър се установи, че „Топлофикация-Габрово“ ЕАД с ЕИК 107009273 е еднолично акционерно дружество със 100% частен капитал, със седалище и адрес на управление: община Габрово, гр. Габрово 5300, ул. „Индуриална“ № 6. Регистрираният основен капитал на дружеството възлиза на 665 574 лв. и е разпределен в 665 574 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 съвет на директорите, като представляващ дружеството е изпълнителния директор Владимир Кънев Костов.

Предметът на дейност на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е производство на електрическа и топлинна енергия, пренос на топлинна енергия и други дейности и услуги, обслужващи основните, като за да осъществява тези дейности, дружеството притежава изискуемите от Закона за енергетиката лицензии, а именно: **лицензия № Л-008-03 от 17.10.2000 г.** за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“, изменяна с Решения на Комисията, както следва: И1-Л-008 от 28.09.2006 г., И2-Л-008 от 05.09.2017 г. и И3-Л-008 от 05.12.2018 г. и **лицензия № Л-009-05 от 17.10.2000 г.** за дейността „пренос на топлинна енергия“, издадени за срок от 20 (двадесет) години всяка.

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. В тази връзка лицензиантът „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е изпълнил това изискване, като е подал заявление в КЕВР в установения срок.

Представеният от „Топлофикация-Габрово“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г. е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

1. инвестиционна програма;
2. производствена програма;
3. ремонтна програма;
4. социална програма за дейностите и мероприятията със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове;

5. прогнозна структура и обем на разходите по години в съответствие с класификацията на разходите съгласно указанията на комисията за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването по наредбите за регулиране на цените на електрическата и топлинната енергия и на природния газ;

6. прогнозни годишни финансови отчети.

С решение № БП-24 от 18.05.2015 г. Комисията е одобрила предходния бизнес план на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за периода от 2015 г. до 2019 г. включително.

С писмо с изх. № Е-14-11-16 от 14.10.2019 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи: отчет и анализ на изпълнението на програмите от бизнес плана за периода 2015 г. - 2019 г.

С писмо към вх. № Е-14-11-16 от 25.10.2019 г., дружеството е представило изисканата информация.

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

Отчетната информация за изпълнението на програмите от бизнес плана за периода 2015 г. - 2019 г. е представена от „Топлофикация-Габрово“ ЕАД в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-11-16 от 25.10.2019 г.

### I.1. Изпълнение на инвестиционна програма

В таблица № 1 са представени планираните и отчетени разходи за инвестиции, по години и по направления за периода 2015 г. – 2019 г. Общо за целия период, дружеството **отчита разходи за инвестиции в размер на 628 хил. лв, при планирани за периода 2 680 хил. лв. или изпълнението е 23,4%.**

Дружеството посочва, че е изпълнило инсталирането и пускането в експлоатация на енергиен парен котел, използващ за основно гориво – биомаса, съоръжаваща инсталация, пепелоулавяща инсталация и част от разширението на депото за неопасни отпадъци. Планираната дейност по подмяна на амортизирани абонатни станции не е изпълнена, поради недостиг на финансови средства, а изграждането на охладителна кула е отпаднало като технологична необходимост.

Таблица № 1

В ХИЛ. ЛВ.

ОБООБЩЕН ОТЧЕТ ЗА РАЗХОДИТЕ ЗА ИНВЕСТИЦИИ В ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.										
Инвестиционна дейност	2015 г.		2016 г.		2017		2018 г.		2019 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Инсталиране и пускане в експ. на енергиен парен котел на биомаса	2 100	545	0	34	0	0	0	0	0	0
Изграждане на охл. кула	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0
Подмяна на АС					50	0	50	0	50	0
Изграждане на депо за неопасни отпадъци – пепелина и сгурия	170	18	80	2	80	0	80	0	0	0
Изграждане и пускане в експ. на СОИ	70	0	0	0	0	29	0	0	0	0

### I.2. Изпълнение на производствената програма

Таблица № 2

ОТЧЕТ ЗА ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ – ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.											
Показатели	мярка	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
		план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Произведена електрическа енергия	MWh	12 000	6 492	12 800	5 189	13 200	4 760	13 200	4 881	13 200	5 160



Ел. енергия за СН	MWh	4474	67	4744	49	3338	20	3338	34	3338	50
В т.ч. купена ел. енергия	MWh	454	2712	454	2528	3159	2955	3159	3061	3159	3000
Продадена ел. енергия	ккал/кг	7980	6425	8510	5140	13021	4740	13021	4847	13021	5064
СРУГ	gУГ/kWh	271,0	404,8	273,0	454,0	271,0	426,3	271,0	656,8	271,0	435,0

Таблица № 3

ОТЧЕТ ЗА ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ –ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.											
Показатели	мярка	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
		план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Топлинна енергия-бр.	MWh	54 900	31 869	69 100	29 357	69 100	33 515	69 100	34 255	69 100	31 733
Загуби по преноса	MWh	18 941	9 205	21 165	9 204	21 165	13 855	21 165	14 816	21 165	9 000
Загуби по преноса	%	34,5	28,9	30,63	31,3	30,63	41,34	30,63	43,25	30,63	28,1
Продадена топл. енергия	MWh	35 960	22 664	47 935	20 153	47 935	19 660	47 935	19 439	47 935	20 280
СРУГ	gУГ/kWh	123,0	177,6	124,0	186,7	124,0	185,36	124,0	158,24	124,0	145,0

В таблици № 2 и № 3 са представени планирани и отчетени производствени показатели за електрическа и топлинна енергия, по години за периода 2015 г. – 2019 г. Както е видно от таблиците, има значително неизпълнение на производствената програма, като при планирано производство на електрическа енергия за периода 64 400 MWh, дружеството отчита 26 382 MWh, а при производството на топлинна енергия-бруто при планирани 331 000 MWh, „Топлофикация-Габрово“ ЕАД отчита 160 232 MWh и съответно при планирано количество за реализация (продажба) от 227 700 MWh, дружеството отчита 101 699 MWh. Като основна причина за неизпълнението, се посочват не осъществени намерения за включване на консуматор на промишлена пара и преминаването на непрекъснат режим на работа на централата, което е трябвало да доведе до последващо увеличение на топлоенергията за БГВ през цялата година.

Дружеството отчита завишени загуби по преноса на топлинна енергия – 41,34% през 2017 г. и 43,25% през 2018 г., при план – 30,63%.

### 1.3. Изпълнение на ремонтната програма

В таблица № 4 са представени планираните и отчетени разходи за ремонти, по години и по направления за периода 2015 г. – 2019 г. Общо за целия период, дружеството отчита разходи за ремонти в размер на 825 хил. лв., при планирани 918,5 хил. лв. или изпълнението е 88,67%.

Таблица № 4

ХИЛ. ЛВ.

ОБОБЩЕН ОТЧЕТ ЗА РАЗХОДИТЕ ЗА РЕМОНТИ В ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.											
Направление	2015 г.		2016 г.		2017		2018 г.		2019 г.		
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	
Топлоизточник	85	75	180	97	152	106	127	223	164	100	
Подмяна на износени участъци от ТПМ	37	10	39	25	44,5	30	46,5	70	43,5	89	
Общо по години	122	85	219	122	196,5	136	173,5	293	207,5	189	

Ремонтните дейности в топлоизточника са включвали подмяна на износени нагревни повърхности и изолация и ремонт на мелничната система на ЕПГ 2,

реконструкция на пещна камера и скарен механизъм на ЕПГ 8, както и ремонтни дейности на спомагателните и общостанционни съоръжения. Основно средствата за ремонти по ТПМ са използвани за подмяна на износени участъци от мрежата.

#### **I.4. Изпълнение на социалната програма за периода 2015 г. – 2019 г.**

**Таблица № 5**

**В ХИЛ. ЛВ.**

№	Вид социален разход	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
		план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
1.	Средства за храна на персонала	42	49	42	49	42	39	42	39	42	40
2.	Допълнително здр. осигуряване за сметка на работодателя	12	0	14	0	16	0	18	0	20	0
<b>ОБЩО лева:</b>		<b>54</b>	<b>49</b>	<b>56</b>	<b>49</b>	<b>58</b>	<b>39</b>	<b>60</b>	<b>39</b>	<b>64</b>	<b>40</b>

В таблица № 5 са посочени планираните и отчетени социални разходи за периода 2015 г. - 2019 г. Вижда се, че дружеството не е изпълнило планираните средства за допълнително здравно осигуряване за сметка на работодателя, поради липса на средства. За осигуряване на безплатна храна на служителите, дружеството отчита общо за периода 216 хил. лв., при планирани 210 хил. лв.

#### **I.5. Финансови аспекти**

„Топлофикация Габрово“ ЕАД за 2015 г. и 2017 г. е с отрицателен финансов резултат от осъществяване на дейността, както следва: 2015 г. – 1 009 хил. лв., 2017 г. – 618 хил. лв., спрямо 2016 г., когато е отчетел печалба в размер на 1 170 хил. лв.

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

Бизнес планът на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г. съдържа изискуемите реквизити, съгласно чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, а също така съдържа и: стратегия, цели на управление, състояние и развитие на пазара, конкуренти, продажби и пазарен дял.

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

Инвестиционната програма на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за периода 2020 г. - 2024 г. включва необходимите според дружеството инвестиции, за осъществяване на регулираните дейности. През разглеждания период, дружеството не предвижда инвестиции в топлоизточника, както и за обекти, свързани с изпълнението на екологичните изисквания, свързани с околната среда. За периода от 2021 г. до 2024 г. са планирани **по 50 хил. лв. годишно за подмяна на амортизирани абонатни станции**, с цел намаляване на загубите на топлинна енергия и разхода на електрическа енергия в АС, както и подобряване на регулирането на разхода на топлинна енергия в сградните инсталации. Разходи за инвестиции за 2020 г. не са предвидени в нито едно направление.

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД посочва, че планираните инвестиции са технически и икономически обосновани с доказана необходимост и икономическа целесъобразност. Планираните инвестиции са определени в зависимост от прогнозното финансово състояние на дружеството през разглеждания период.

**Общо планираните инвестиции за периода 2020 г. – 2024 г. са 200 хил. лв.**

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

Таблица № 6

ПРОГНОЗНИ ПРОИЗВОДСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.						
Показатели	мярка	година от бизнес плана				
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Електрическа енергия-бруто	MWh	9 500	10 000	10 000	10 000	10 000
Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
	%	31,58	30,00	30,00	30,00	30,00
Електрическа енергия-нето (за продажба)	MWh	6 500	7 000	7 000	7 000	7 000
СРУГ за ел. енергия	g/kWh	278,28	241,77	241,77	241,77	241,77
Отпусната към преноса топлинна енергия с топлоносител гореща вода	MWh	35 400	34 000	33 000	33 000	33 000
Загуби по преноса на топлинна енергия	MWh	10 000	7 000	6 000	6 000	6 000
	%	28,25	20,59	18,18	18,18	18,18
Продадена топлинна енергия	MWh	25 400	27 000	27 000	27 000	27 000
СРУГ за топл. енергия	g/kWh	127,0	121,0	125,0	125,0	125,0

В таблица № 6 са представени прогнозните разчети на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за производството на топлинна и електрическа енергия.

Производството на електрическа енергия е предвидено да нарасне от 4 900 MWh през 2018 г. и 2019 г. до 9 500 MWh през 2020 г., като в края на разглеждания период достигне до 10 000 MWh, а общо за периода е планирано да бъде 49 500 MWh. Електрическата енергия за собствени нужди за периода е 15 000 MWh, съответно нетната електрическа енергия от 6 500 MWh през 2020 г. достига 7 000 MWh и се запазва на същото ниво през следващите години на бизнес плана. Общо за периода нетната електрическа енергия е 34 500 MWh.

Отпуснатата към преноса топлинна енергия с топлоносител гореща вода се променя от 35 400 MWh през 2020 г. до 33 000 MWh през последните три години на бизнес плана или 168 400 MWh за периода 2020 г. – 2024 г. Загубите по преноса с топлинна енергия се предвижда да бъдат намалени от 10 000 MWh (28,25%) през 2020 г. до 6 000 MWh (18,18%) за периода 2022 г. – 2024 г., като общо загубите по преноса достигнат 35 000 MWh за целия период. Топлинната енергия с топлоносител гореща вода за реализация (за продажба) от 25 400 MWh през 2020 г. се увеличава и запазва нивото от 27 000 MWh за периода от 2021 г. до 2024 г. Общо за разглеждания период количеството топлинна енергия за продажба е 133 400 MWh.

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

Средствата за ремонт е предвидено да бъдат изразходвани за извършване на основен ремонт на ЕПГ 2 и ЕПГ 8 и спомагателните им съоръжения, както и ремонт на съоръжения в химичен цех, вътрешни топлопроводи и общостанционни съоръжения. Основните усилия на дружеството ще бъдат насочени към подмяна на износени участъци от топлопреносната мрежа с цел постигане на значително намаляване на загубите на мрежова вода. През периода 2020 г. – 2022 г. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД предвижда 40 хил. лв. за ремонт на пепелоочистващите инсталации.

Общо планираните средства за ремонтна програма за периода 2020 г. – 2024 г. са в размер на 1 012 хил. лв., като в таблица № 7 са представени средствата по години и направления.

Таблица № 7

В ХИЛ. ЛВ.

РЕМОНТНА ПРОГРАМА на „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ГАБРОВО“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.						
Направление	година от бизнес плана					ОБЩО за периода за съответното направление
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
Топлоизточник	153	94	80	90	75	492
Топлопреносна мрежа и АС	120	100	100	80	80	480
Обекти, свързани с ок. среда	20	10	10	0	0	40
Общо за година:	293	204	190	170	155	1 012

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

За периода 2020 г. – 2024 г. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД планира разходите за социални дейности да бъдат използвани само за осигуряване на безплатна храна за служителите на дружеството, като разпределението на средствата е показано в таблица № 8.

Общият размер на средствата за разглеждания период възлиза в размер на 275 хил. лв.

Таблица № 8

В ХИЛ. ЛВ.

Вид социален разход	година от бизнес плана				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Средства за безплатна храна	45	50	60	60	60
ОБЩО за периода 2020 г. – 2024 г.:	275				

### III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

#### 1. Постигнати финансови резултати

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. е видно, че „Топлофикация Габрово“ ЕАД от осъществяване на дейността е реализирало загуба в размер на 1 698 хил. лв.

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. „Топлофикация Габрово“ ЕАД очаква от осъществяване на дейността да реализира загуби в размер на 297 хил. лв. След 2021 г. прогнозата е да се реализира печалба във всяка една година от бизнес плана.

През 2019 г. очакванията на дружеството са за ръст на общите приходи с 10,20% спрямо 2018 г. от увеличеното производство, а общите разходи намаляват с 18,72% спрямо 2018 г. в резултат на което очакванията са за подобряване на финансовия резултат.

През 2019 г. общите активи спрямо 2018 г. намаляват на 5 268 хил. лв. от 5 330 хил. лв. или с 1,16% в резултат от намалени други вземания.

Общите задължения намаляват през 2019 г. на 4 455 хил. лв. спрямо 2018 г. когато са 10 161 хил. лв., вследствие на намалените задължения към доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството не е дефинирало задълженията си на краткосрочни и дългосрочни, от което да се определи общата ликвидност, като индикатор за липса или наличие на оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и невъзможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

#### 2. Прогнозни финансови резултати в бизнес план 2020 г. – 2024 г.

„Топлофикация Габрово“ ЕАД прогнозира да реализира печалба от 2021 г., както следва: 2021 г. – 153 хил. лв., 2022 г. – 153 хил. лв., 2023 г. – 108 хил. лв. и 2024 г. – 108

хил. лв. и загуба за 2020 г. в размер на 166 хил. лв.

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

### 2.1. Приходи

Прогнозните приходи за периода на бизнес плана са определени на база предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и цени за всяка година от бизнес плана, определени по ценови модели при метод „Норма на възвръщаемост на капитала“.

Ценовата рамка за периода на бизнес плана е представена в таблица № 9.

Таблица № 9

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Преференциална цена на ел. енергия, произведена по комбиниран начин, без ДДС	лв./MWh	251,23	242,34	243,50	243,83	243,38
2.	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода, без ДДС	лв./MWh	98,21	98,47	98,43	97,19	96,44

Предвижда се производството на електроенергия да нарасне от 4 900 MWh през 2018 г. и 2019 г. до 9 500 MWh през 2020 г., като в следващите години на прогнозния период да достигне 10 000 MWh. Електрическата енергия за периода е 15 000 MWh и съответно нетната електрическа енергия е 34 500 MWh.

При производството на топлоенергия се предвижда още през 2019 г. продадената топлоенергия да бъде 23 000 MWh или нарастване с 3 500 MWh спрямо отчетената за 2018 г., като загубите при преноса се предвижда да бъдат намалени от 43% на 28-30%. За прогнозния период се предвижда продажбите на топлинна енергия да нарастват, като от 25 400 MWh през 2020 г. да достигнат 27 000 MWh за 2021 г. и за всяка от следващите години от периода, като общо за периода да достигнат 133 400 MWh. Предвижда се загубите по преноса да бъдат намалени от 2021 г. до 2024 год. на 18-20%, като общо за периода достигнат 35 000 MWh.

Цените на електрическата и топлинна енергия за 2020 г. - 2024 г. са определени при прогнозни цени на горивата, представени в таблица № 10.

Таблица № 10

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Цена на въглища	лв./t.	116,86	118,00	120,00	122,00	125,00
2.	Цена на мазут	лв./t.	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00

#### 2.1.1. Приходи от електрическа енергия

От направения анализ е видно, че прогнозираните приходи от продажба на електрическа енергия се увеличават от 1 633 хил. лв. за 2020 г. на 1 704 хил. лв. през 2024 г. в резултат на по-големия обем производство при сравнително постоянни цени на електрическата енергия.

#### 2.1.2. Приходи от топлинна енергия

При прогнозиране на приходите от продажба на топлинна енергия са отчетени нарастване на продажбите от 25 400 MWh през 2020 г. на 27 000 MWh през 2021 г., като този обем продажби се запазва до края на периода.

### 2.2. Разходи

Общите разходи намаляват в периода на бизнес плана от 4 354 хил. лв. за 2020 г. на 4 260 хил. лв. през 2024 г., като намалението се дължи основно от намалените разходи за материали.

Разходите за горива нарастват през 2020 г. от 1 421 хил. лв. на 1 675 хил. лв. в 2024 г.

### 3. Прогноза за активи и пасиви

Дружеството за периода 2020 г. – 2024 г. прогнозира спад на активите от изведени от експлоатация дълготрайни материални активи, както и от намалени краткотрайни активи основно от вземания от клиенти и доставчици.

В периода на бизнес плана 2020 г. – 2024 г. общо задълженията намаляват от 7 377 хил. през 2020 г. на 3 790 хил. лв. в 2024 г., основно от намалените задължения към доставчици.

#### 3.1. Прогнозна структура на капитала

Собственият капитал е отрицателна величина от 2020 г. до 2023 г. и придобива положителен размер от 782 хил. лв. в 2024 г., вследствие на прогнозирания положителен финансов резултат.

### 4. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

В таблица № 11 са представени прогнозните стойности на инвестициите и източниците на финансиране по години.

Таблица № 11

Години	Обща стойност на инвестициите в (хил. лв.)	Източници на финансиране	
		Собствени средства в (хил. лв.)	Външно финансиране в (хил. лв.)
2020 г.	0	0	0
2021 г.	50	50	0
2022 г.	50	50	0
2023 г.	50	50	0
2024 г.	50	50	0
Общо за периода 2020 г. - 2024 г.	200	200	0

Общо инвестиционните разходи на дружеството за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г. са 200 хил. лв., разпределени по години и източници на финансиране, като за финансовото обезпечение и изпълнението на посочените инвестиции се прогнозира 100% собствени средства.

**Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че „Топлофикация Габрово“ ЕАД предвид заложените прогнозни финансови резултати от дейността във всяка година на бизнес плана в периода 2020 г. – 2024 г. ще притежава финансови възможности за осъществяване и развитие на лицензионната дейност.**

Изказвания по т.7.:

Докладва П. Младеновски. Административното производство е аналогично на предходните точки от дневния ред. След проведеното открито заседание няма настъпили нови факти и обстоятелства, които да променят първоначално изложените от работната група изводи. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

*1. Да одобри на „Топлофикация Габрово“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-008-03 от 17.10.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-009-05 от 17.10.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.*

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

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

лицензиране на дейностите в енергетиката,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация Габрово“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-008-03 от 17.10.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-009-05 от 17.10.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – 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.8.** Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-810 от 27.11.2019 г. относно **определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия**, както и събраните данни и доказателства от проведеното на 04.12.2019 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ, на балансиращия пазар (БП) се търгува балансираща енергия, която включва:

1. отдадената енергия вследствие участие в регулиране (първично и вторично), зададена чрез турбинните регулатори на агрегатите или централния регулатор на ЕЕС, интегрално за часа;

2. балансиране чрез корекция на работната точка на агрегатите (третичен резерв), зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;

3. отдадена енергия вследствие на активирани блокове от студен резерв, интегрално за часа;

4. балансиране чрез промяна на състоянието (включване, изключване) на агрегатите, зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;

5. балансиране чрез промяна на товара на потребители по диспечерско разпореждане;

6. енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, и енергия като

аварийна помощ;

7. произведената електрическа енергия вследствие на активирани инсталации на потребители от студен резерв, интегрално за часа.

С оглед реализирането на електрическа енергия на БП, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори по чл. 11, т. 7 от ПТЕЕ с доставчиците на балансираща енергия, чиито предмет е предоставянето на балансираща енергия на преносния оператор от вторичен, третичен и активиран студен резерв. Предвид факта, че БП се администрира от ЕСО ЕАД, същото е страна и по всички сделки за покупка и/или продажба на електрическа енергия с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Сключената сделка на БП установява задълженията на съответния доставчик на БП да предоставя или купува енергия на/от преносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар. Сключените сделки с доставчиците на балансираща енергия, които участват във вторично регулиране или в регулирането на системата чрез активиране на блокове от студен резерв и/или активиране на агрегати за третичен резерв, се уреждат съгласно условията на договорите с преносния оператор.

В изпълнение на сключените сделки, ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирал по реда на ПТЕЕ. Регистърът с доставчиците на балансираща енергия по чл. 119 от ПТЕЕ е публикуван на интернет страницата на ЕСО ЕАД: [http://www.eso.bg/?did=26#Списъци и регистри](http://www.eso.bg/?did=26#Списъци_и_регистри).

За изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ, със заповед № 3-Е-243 от 27.11.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която след анализ на всички относими факти и обстоятелства е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-810 от 27.11.2019 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Същият, както и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 210 от 02.12.2019 г., т. 1. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 04.12.2019 г., след което са постъпили становища от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД с вх. № Е-13-41-107 от 12.12.2019 г., от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) с вх. № Е-13-01-61 от 18.12.2019 г., от „ЕВН България“ ЕАД с вх. № Е13-32-8 от 18.12.2019 г., от Асоциация Свободен Енергиен Пазар (АСЕП) с вх. № Е-04-37-27 от 16.12.2019 г., от Асоциация на търговците на електроенергия в България (АТЕБ) с вх. № Е-04-19-13 от 17.12.2019 г. и от Българска ветроенергийна асоциация (БВА) с вх. № Е-04-29-7 от 18.12.2019 г.

ЕСО ЕАД обръща внимание, че почасовите цени, публикувани на интернет страницата на БНЕБ ЕАД, които участват при определяне на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия в проекта на решение на Комисията, са с време на доставка СЕТ (Central European Time/UTC+1), докато взаимоотношенията с доставчиците на балансираща енергия, определянето на регулиращата енергия за всеки период на сетълмент и определянето на небалансите в дневния и месечен сетълмент се извършват по българско часово време (Eastern European Time/UTC+2). С оглед на горното очаква допълнителни указания по прилагане на решението в частта му по т. 1.

КЕВР счита за основателно искането на ЕСО ЕАД. В тази връзка преносният оператор следва да ползва цените, публикувани на интернет страницата на БНЕБ ЕАД, като съответно ги адаптира към българското часово време (Eastern European Time/UTC+2).

Според НЕК ЕАД изчисленията на КЕВР за покриване на променливите разходи на централата с най-висока цена са основателни, но само до края на настоящия регулаторен период, а именно – 30.06.2020 г., тъй като не се знае за следващия ценови период каква ще е регулаторната рамка на цените не само за „Ей И Ес -3С Марица Изток



1“ ЕООД, но и за всички останали централи, доставчици на балансираща енергия. Освен това при използване от всички останали доставчици на предложената за приемане пределна цена Цпдн + 100 лв./MWh би се стигнало до това те да реализират по-висок приход над енергийната съставка в сравнение с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, поради по-ниските си променливи разходи. НЕК ЕАД счита последното за нарушение на прокламирания от КЕВР принцип за равнопоставеност и предлага пределните цени за регулиране нагоре да се определят за всеки един доставчик на балансираща енергия индивидуално и да са съобразени с индивидуалната прогнозна цена на всеки от тях, като едновременно с това да се предвиди преразглеждането им след приемане на ценовото решение за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

По отношение пределната цена за регулиране надолу НЕК ЕАД изразява позиция, че не могат да бъдат третираны по еднакъв начин производствени и консумиращи мощности, а цената за регулиране надолу трябва да се определи отделно за генериращи и отделно за консумиращи мощности, като за ПАВЕЦ на НЕК ЕАД цената трябва да е отрицателна величина. Това е така, защото при регулиране надолу, при настоящата пределна цена 0,00 лв./MWh, за първите резултатът е намален разход за производство на електрическа енергия, срещу което имат получен приход от продажбата ѝ по график в Д-1. Докато за консумиращата мощност на ПАВЕЦ, вземайки предвид 30-32% технологични разходи между консумация и производство, се генерира разход от включването на помпите за регулиране надолу от ЦДУ, срещу което има намален с 30-32%, заради технологичните разходи, приход. Според дружеството в така очертаната ситуация участниците на пазара, причинили излишък, при включване на ПАВЕЦ не заплащат за работата му и се облагодетелстват в разрез с прокламираните от КЕВР принципи за равнопоставеност и недискриминация.

Позовавайки се на утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,40 лв./MWh и на изложената по-горе обосновка, НЕК ЕАД предлага Комисията да приеме пределна цена за регулиране надолу от ПАВЕЦ на НЕК ЕАД в помпен режим, която да е в границите между минус 21,12 лв./MWh и минус 21,318 лв./MWh, като отрицателната цена в размер на - 21,12 лв./MWh отразява намаления потенциален приход на ПАВЕЦ в генераторен режим при утвърдената от КЕВР цена за производство с разходите за технологични загуби (70,40 лв. x 30%), а цената в размер на - 21,318 лв./MWh отразява намаления потенциален приход на ПАВЕЦ в генераторен режим при заявената от дружеството цена за производство в размер на 71,06 лв./MWh с разходите за технологични загуби (71,06 лв. x 30%).

Комисията счита възраженията на дружеството за неоснователни. При определяне приблизителния размер на променливите разходи на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД Комисията е остойностила цената на CO<sub>2</sub> квотите по прогнозната такава за 2020 г. По отношение останалите променливи разходи (най-вече за основно гориво), на практика не се очаква отчетливо изменение през следващата година. В тази връзка Комисията счита, че размер на променливите разходи на централата от 136 лв./MWh ще бъде реален и обоснован и за второто полугодие на 2020 г.

КЕВР не приема твърдението за нарушаване на принципа за равнопоставеност между доставчиците на балансираща енергия, тъй като не е създавала предпоставки същите да реализират такъв приход от участието си на балансиращ пазар, който да отчита индивидуалния размер на променливите разходи на всеки от тях, тоест не е определила индивидуални цени на доставчиците. Следва да се има предвид, че БП е свободен пазар, на който доставчиците на балансираща енергия следва да се конкурират. Принципите на работа на либерализирания пазар на електрическа енергия, където разходите и възвръщаемостта на отделните производители са различни, а ценовите предложения следват кривите на търсенето и предлагането, са приложими и за БП. Определените от регулатора пределни цени само утвърждават рамката, извън която липсата на конкуренция предполага непазарно поведение на участниците и определянето на индивидуални цени би

превърнало този сегмент на свободия пазар в регулиран, в противоречие на изискванията на Европейската комисията за напълно либерализиран пазар на електрическа енергия.

В позицията на НЕК ЕАД не е отчетена същността и функционирането на пазара на балансираща енергия, където ценовите предложения на доставчиците на балансираща енергия са по свободно договорени цени, като участващите производители трябва да съобразяват предложенията си с пазарните условия, като предлагат конкурентни цени. Ролята на регулатора при определянето на пределни цени не е да гарантира получаването на определен размер минимален приход на всеки доставчик, а да създаде условия за по-голяма конкуренция между доставчиците, дори и в часовете с традиционно ниски цени, като осигури възможност да се предлагат цени, покриващи минимум променливите разходи на централите с най-високи цени.

Не могат да бъдат възприети аргументите на НЕК ЕАД, обосноваващи предложението на дружеството за пределна цена за балансиране за ПАВЕЦ в режим консумация, отделна от тази за генериращите мощности в интервала между минус 21,12 лв./MWh и минус 21,318 лв./MWh. Представените в тази връзка изчисления се основават на презумпция, че НЕК ЕАД продава само по регулирана цена електрическата енергия, произведена от ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим. Определеното с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР количество електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, което дружеството следва да реализира на регулирания пазар, представлява едва около 18% от прогнозното количество произведена електрическа енергия за ценовия период. Останалите 82% НЕК ЕАД продава на пазара по свободно договорени цени, както и на балансиращия пазар по цени, значително надхвърлящи определената от КЕВР регулирана такава в размер на 70,40 лв./MWh. В конкретния случай при предоставяне на системната услуга регулиране надолу, разходите, които НЕК ЕАД генерира, са условно-постоянните разходи на дружеството, които са общи за ВЕЦ и ПАВЕЦ и се покриват от утвърдената регулирана цена. Вземайки предвид предложенията на НЕК ЕАД за предоставяне на системната услуга „регулиране надолу“ на цена от 0,00 лв./MWh, допълнителният разход за дружеството също е в размер на 0,00 лв., т.е. некомпенсирани разходи не са налице, с оглед факта, че регулираната цена е определена въз основа на прогнозата за произведеното количество електрическа енергия. В тази връзка при цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh технологичният разход на ПАВЕЦ не предизвиква допълнителни разходи за дружеството, като такива биха възникнали единствено при положителни цени, а при отрицателни съответно дружеството ще реализира допълнителен приход. Във връзка с гореизложеното може да се направи извод, че НЕК ЕАД не е поставено в неравнопоставено, а по-скоро в привилегировано положение, тъй като чрез предоставяне на услугата регулиране надолу на цена от 0,00 лв./MWh, НЕК ЕАД получава възможност да качва вода от долния в горния изравнител на ПАВЕЦ, без да заплаща електрическата енергия, необходима за работата на помпите, като по този начин си осигурява допълнително безплатен воден ресурс за производство на електрическа енергия.

„ЕВН България“ ЕАД посочва, че пределната цена за регулиране нагоре е само част от формулата, по която ЕСО ЕАД изчислява цените за недостиг, и предложеното изменение от КЕВР не може да гарантира, че няма да се получат екстремни цени. В тази връзка прави следните предложения:

- да се избере пазарен подход с две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, за да се стимулира точно прогнозиране от страна на търговските участници;
- ценообразуването следва да отразява реално извършените разходи в системата, като не се включват административни корекции (вкл. служебните цени в системата);
- доставчиците на услуги за балансиране да подават оферти на дневна база като цена в абсолютна стойност, а не както в момента за целия месец като добавка към получената цена на ПДН;
- да се увеличи прозрачността, тъй като в момента за пазарните участници няма яснота какво е състоянието на системата, нито какво количество балансираща енергия е било активирано;

– всички участници на пазара, в т.ч. тези, които предоставят електрическа енергия от ВЕИ, оптимизация на потреблението и услуги за съхраняване на енергия, трябва да имат пълен достъп до балансиращия пазар – индивидуално или чрез агрегиране.

Комисията счита предложението на „ЕВН България“ ЕАД за въвеждане на две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, за неоснователно, предвид аргументите, изложени по-долу. В останалата си част предложенията на дружеството са неотнормирани към настоящото производство, тъй като са свързани с изменение на ПТЕЕ и други подзаконови нормативни актове.

АСЕП отбелязва, че поради особеностите на националния електроенергиен пазар не се наблюдава конкуренция между доставчиците на балансираща енергия. Това рефлектира в изкривяване, като пределната цена за регулиране (без значение нагоре или надолу) служи за референтна при поддаването на оферти от доставчиците. С оглед на горното, определената добавка от 100 лв./MWh, отчитаща покриване на променливите разходи на най-скъпия енергиен източник, отново ще се използва като референтна при поддаването на офертите от останалите доставчици, генерирайки по-високи разходи за потребителите и неоснователно високи приходи за доставчиците с по-ниски нива на променливи разходи. За да се ограничи действието на този пазарен дефект, АСЕП счита за подходящо решение КЕВР да определи индивидуална добавка за всяка централа на база променливите ѝ разходи. Това е наложително, тъй като сегашният модел на работа на балансиращия пазар не създава реална конкуренция между доставчиците. Според асоциацията регулаторно определените индивидуални цени ще позволят справедливо формиране на приходи без да се злоупотребява с олигополното положение на доставчиците на балансираща енергия.

Относно предложението за пределна цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh, АСЕП обръща внимание на член 2, параграф 12 на Регламент (ЕС) 2017/2195 за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, съгласно който цената на небаланс може да бъде положителна, нулева или отрицателна величина. Дял V от същия регламент предвижда, че за да се приведат балансиращите пазари и цялостната енергийна система към интегриране на нарастващия дял на възобновяемата енергия, цените за небалансите трябва да отразяват стойността на енергията в реално време. Сдружението подчертава, че с присъединяването на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар „в рамките на деня“ трябва да се вземе под внимание все по-честото сключване на сделки на отрицателни цени. Цените на небалансите трябва да следват всички пазарни тенденции, без да остават изолирани, поради което АСЕП счита, в съответствие и с Регламент (ЕС) 2017/2195, че пределната цена за регулиране надолу трябва да може да бъде и отрицателна величина, както се наблюдава на европейските пазари. В противен случай се създават възможности за арбитраж между балансиращия и борсовия пазар.

АСЕП счита, че определянето на пределна цена, независимо дали чрез коефициент или добавка, отново е непазарен механизъм, който е непосилно да бъде прецизиран, така че да отговаря напълно на реалните пазарни условия. Принципите на балансиращия пазар трябва напълно да следват реалните пазарни условия – без пределни цени, каквато е практиката на либерализираните пазари. С преминаването на ЕСО ЕАД към 15-минутен период на сетълмент, което се очаква да се случи в средата на 2020 г., сдружението апелира КЕВР да преразгледа модела за определяне на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и да се премине към модел на една цена за небаланс.

Комисията приема възраженията на АСЕП за неоснователни. Не може да бъде възприето предложението на АСЕП за определяне на индивидуални пределни цени на всеки доставчик на балансираща енергия, като аргументи в тази връзка са изложени по-горе. Пазарът на балансираща енергия, макар и характеризиращ се все още с не ниски нива на конкуренция, по своята същност е пазар по свободно договорени цени, предвид което не е обосновано КЕВР да прилага подход с индивидуални цени, каквото решение би

следвало да се прилага единствено при регулиран пазар, където участието на производителите, както и техните цени и количества са задължителни.

Комисията счита, че не следва да се допуска въвеждането на отрицателни цени за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу, с оглед сегашното ниво на конкуренция на пазара и предвид факта, че към настоящия момент такова решение ще доведе до получаване на неоправдани, екстремни приходи за някои доставчици, съответно до прекомерни и напълно необосновани разходи за повечето пазарни участници. Необходимост от отрицателни цени за регулиране надолу ще възникне едва след осъществяване на интеграция на националния с регионалните пазари на балансираща енергия.

Комисията приема по принцип предложението да се премине към модел на една цена за небаланс, но следва да се отбележи, че такава възможност ще има едва след преминаването към 15-минутен период на сетълмент, като реалистичният срок ЕСО ЕАД да изгради техническа обезпеченост, в т.ч. необходимите тестове на системите за този преход е средата на следващата година.

АТЕБ счита размера на фиксираната стойност от 100 лв./MWh над почасовата борсова цена за завишена, тъй като асоциацията допуска за възможно не само в 98,7%, но дори и само в 50% от часовете, в които цената надхвърля променливите разходи на най-скъпата централа, приходите на последната като цяло да са достатъчни, за да бъде тя на печалба от участието си на балансиращ пазар. За правилното изчисляване на добавката намира за удачно извършването на приходен анализ на годишна база, за да се види при какъв минимален размер на добавката тази централа ще бъде на печалба, като отбелязва, че такъв анализ не е направен от КЕВР.

АТЕБ посочва, че в ситуациите, когато цената на пазар ден напред (ПДН) е ниска, това означава че за съответния час има ниско търсене/консумация. Съответно на балансиращия пазар се очаква да има повече производители със свободни генериращи мощности. При такава ситуация е нормално да се активират балансиращи източници с по-ниски производствени разходи, като ВЕЦ, а по-скъпите да бъдат активирани в часове с високи цени. Резултатът ще е ниски цени на балансиращата енергия в часовете с по-ниско търсене/по-голямо предлагане и по-високи в часовете с по-високо търсене/по-ниско предлагане. В развитите балансиращи пазари пределните цени са само с няколко процента по-високи от постигнатите на ПДН, което е достатъчен стимул за производителите да участват на тях. Също така, за разлика от България, пределната цена за балансиране надолу е обвързана с борсовата цена. Понастоящем, заради фиксирания размер на цената за регулиране надолу от 0,00 лв./MWh, тя бива средно между 10 и 30 пъти по-ниска от тази за регулиране нагоре. Според АТЕБ тази разлика следва да се намали, така че компаниите, които правилно са прогнозирали и са в излишък, когато системата е в недостиг, да бъдат стимулирани с по-високи цени на електроенергията за излишък, което би се постигнало чрез обвързване на цената за регулиране надолу с борсовата такава.

С цел избягването на гарантирани печалби на централи, предлагащи балансираща енергия, съответно на високи разходи за балансиране за сметка на крайните клиенти и ВЕИ производители, асоциацията предлага пределните цени за регулиране нагоре и надолу да се обвържат с процент (между 20% и 40%) от цената на ПДН.

Комисията приема възраженията на АТЕБ за неоснователни. Аргументите на АТЕБ във връзка с правилното изчисляване на добавката и за необходимостта от извършването на приходен анализ на годишна база на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД са неоснователни, тъй като се основават на неправилното разбиране, че при определянето на пределни цени КЕВР има за цел да подсугури определено минимално ниво на приходите на централата. Както бе посочено по-горе, ролята на регулатора при определянето на пределни цени не е да гарантира получаването на определен размер минимален приход на всеки доставчик, а да създаде условия за конкуренция между доставчиците, дори и в часовете с традиционно ниски цени, като в същото време осигури възможност доставчиците да покриват поне променливите си разходи. В разрез с икономическата

логика е чрез определените пределни цени КЕВР да задължава производителите дори и в един ден да осигуряват балансираща енергия на цени, които не могат да покриват дори разходите за CO<sub>2</sub> квоти (например през м. март и м. април 2019 г. се регистрираха екстремно ниски цени на ПДН, които не покриваха дори 50% от разходите за CO<sub>2</sub> квоти на термичните централи за доставената балансираща енергия). В колко % от часовете, в които цената надхвърля променливите разходи на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, приходите на последната като цяло ще са достатъчни, за да бъде тя на печалба от участието си на балансиращ пазар, е въпрос, който освен че е неотнормисим към настоящото решение, няма и не може да има точен отговор, тъй като зависи от множество фактори, но най-вече от поведението на останалите доставчици на балансираща енергия, което не подлежи на надеждно прогнозиране. В този смисъл е вярно, че при определени условия дори в 50% от часовете дружеството ще може да си осигури достатъчно приходи, но също така е вярно, че при други условия съществува вариант и при 100% от часовете тези приходи да са недостатъчни, ако не покриват съответните постоянни разходи.

По отношение предложението за обвързване на цената за регулиране надолу с борсовата такава, това би довело до още по-изразена тенденция пазарните участници да стоят в изкуствен излишък, което води до предпоставки за по-големи трудности пред управлението на електроенергийната система, тъй като липсват гъвкави мощности за регулиране надолу.

В становището си БВА обръща внимание, че почасовите пределни цени за регулиране нагоре и регулиране надолу следва да бъдат пропорционално отдалечени от борсовата цена за съответния час. Според асоциацията е важно цените за недостиг и излишък да са еднакво отдалечени от цената на ПДН, за да се стимулира точно прогнозиране от страна на търговските участници, а не да се създава предпочитание у тях да заемат едната или другата позиция.

БВА изразява резерви към така определената в проекта добавка от 100 лв./MWh за цената за регулиране нагоре и изложените мотиви с аргумента, че в часовете с ниска цена за базов товар на пазара „ден напред“ е крайно неудачно да се активира най-скъпият източник на балансираща енергия, тъй като това са часове с ниски количества на потребление и има налични по-евтини източници на балансираща енергия. Поради това счита добавката от 100 лв. за прекомерна и отразяваща една практически нереална хипотеза.

БВА настоява определяните от КЕВР пределни цени да са действително пределни, т.е. крайната цена за балансираща енергия да не ги надвишава. По този начин ще се избегнат екстремно високите цени за недостиг, които с пъти надвишават определените от КЕВР пределни цени.

По отношение цената за регулиране надолу сдружението подчертава, че същата следва да е пропорционално отдалечена от почасовата цена на ПДН спрямо пределната цена за регулиране нагоре, да е трайно обвързана с пазара на енергия и да не се допуска да е 0,00 лв. в моментите на високи цени на електроенергията.

Комисията приема възраженията на БВА за неоснователни като мотиви са изложени по-горе. Като допълнение към гореизложеното следва да се има предвид, че определянето на пределна цена за регулиране нагоре е неотнормисимо към самото активиране на източниците на балансираща енергия. Освен това с твърдението, че в часове с ниски количества на потребление съответно ниска цена добавката от 100 лв./MWh, отразява една практически нереална хипотеза, БВА пренебрегва факта, че източниците на балансираща енергия не се активират единствено по критерия най-ниска цена, но също така и по други, (като скорост) основно технически критерии в зависимост от нуждите на системата за конкретния час.

КЕВР няма правомощия да определя пределна стойност на крайните цени за небаланс. Следва да се има предвид, че крайната цена за недостиг в огромния процент от случаите не само не надвишава, а е чувствително по-ниска от пределните цени за регулиране нагоре/надолу. Редките случаи, когато това не е така, са резултат най-вече от

изключително неточно прогнозиране от страна на търговските участници или на координатора на балансиращата група, в която те са членове.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилите писмени становища, Комисията приема за установено следното:**

С Решение № Ц-18 от 19.12.2018 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2019 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на 2,5\*Цпдн, където Цпдн е цената за базов товар на пазара „ден напред“ (ПДН) на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за съответния ден;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Средните месечни цени за предходните 10 месеца са отразени в таблицата по-долу:

	<i>Недостиг, лв./MWh</i>	<i>Излишък, лв./MWh</i>
Януари 2019 г.	<b>274,63</b>	<b>9,16</b>
Февруари 2019 г.	<b>173,71</b>	<b>10,09</b>
Март 2019 г.	<b>149,21</b>	<b>10,79</b>
Април 2019 г.	<b>191,29</b>	<b>12,57</b>
Май 2019 г.	<b>183,77</b>	<b>15,26</b>
Юни 2019 г.	<b>178,36</b>	<b>15,51</b>
Юли 2019 г.	<b>213,85</b>	<b>15,84</b>
Август 2019 г.	<b>214,99</b>	<b>11,81</b>
Септември 2019 г.	<b>233,68</b>	<b>11,87</b>
Октомври 2019 г.	<b>227,31</b>	<b>10,77</b>
<b>Януари – Октомври 2019 г.</b>	<b>204,08</b>	<b>12,37</b>

Следва да се има предвид, че посочените средни стойности на цените на балансиращата енергия се заплащат от координаторите на балансиращи групи на оператора на БП. След нетиране на небаланса, координаторите разпределят на членовете на съответната балансираща група разходите си към ЕСО ЕАД, като цените за недостиг на отделните търговски участници намаляват до значително по-ниски нива, а за излишък се увеличават, което редуцира значително разходите за балансиране на производители и потребители.

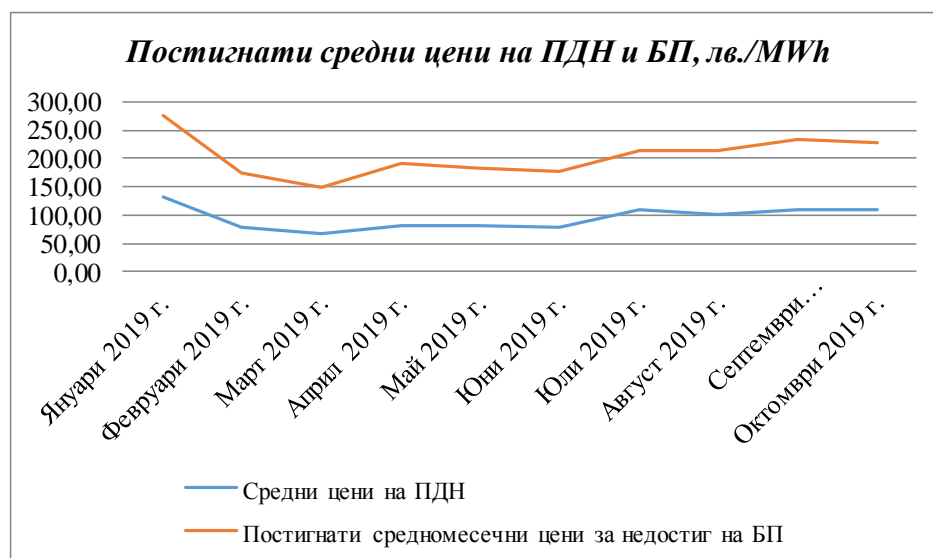
С оглед анализ и оценка на състоянието на БП е извършено сравнение на постигнатите цени на балансиращия пазар за 2018 г. и 2019 г. за месеците февруари – октомври:

	<b>2018 г. лв./MWh</b>	<b>2019 г. лв./MWh</b>	<b>Изменение %</b>
Февруари	168,58	173,71	3%
Март	145,65	149,21	2%
Април	145,71	191,29	31%
Май	168,08	183,77	9%
Юни	167,53	178,36	6%
Юли	151,67	213,85	41%
Август	179,80	214,99	20%
Септември	208,28	233,68	12%

Октомври	219,40	227,31	4%
<b>Февруари-Октомври</b>	<b>172,74</b>	<b>196,24</b>	<b>14%</b>

От представените по-горе данни е видно, че средната цена за недостиг се увеличава през всеки от месеците на разглеждания период за 2019 г., като общото увеличение е с около 14% спрямо 2018 г. Причината за повишението на цените през 2019 г., особено през месеците април и юли, са по-високите среднодневни цени на ПДН и съответно по-високите пределни цени на доставчиците на балансираща енергия.

<b>Пределни цени за регулиране нагоре</b>			
	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>Изменение</b>
	<b>лв./MWh</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>%</b>
Февруари	178,43	193,89	9%
Март	134,58	171,56	27%
Април	138,90	203,50	47%
Май	182,10	203,32	12%
Юни	176,28	197,98	12%
Юли	162,45	270,53	67%
Август	195,58	254,87	30%
Септември	231,08	270,49	17%
Октомври	254,20	273,08	7%
<b>Февруари-Октомври</b>	<b>183,73</b>	<b>226,58</b>	<b>23%</b>



Цените на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Постигнатата цена на ПДН функционира като минимална цена за предложенията за регулиране нагоре. По този начин винаги цената за небаланси е по-неблагоприятна от тази на ПДН, както и пазарните участници се стимулират да участват и на пазара на балансираща енергия с резервния си капацитет.

Видно от горната графика, кривите на средните цени за недостиг плътно следват кривата на постигнатата средна цена на ПДН.

Обвързването на цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в България, с цените на спот пазара ще възпрепятства реализирането на пазарни манипулации. Използването на пределната цена на балансиращата енергия от търговските участници като горна граница при подаваните оферти за покупка на борсовия пазар води

до умишлено изкривяване на пазарните отношения, тъй като се явява стимул пазарните участници да предпочетат да са в недостиг, затруднявайки управлението и сигурността на електроенергийната система. В много случаи този предварително делегиран недостиг води до използване от страна на независимия преносен оператор на целия резервиран диапазон за регулиране нагоре, в т.ч. и целия студен резерв, което застрашава сигурността на електроенергийната система от една страна, а от друга води до значително по-високи разходи за останалите пазарни участници.

Видно от горното, с цел недопускане на изкривяване на пазарните отношения и гарантиране на сигурността на електроенергийната система, цената за недостиг следва да е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер. В тази връзка, цените за регулиране нагоре, като основен разход на оператора на балансиращия пазар при формиране на цените за недостиг, следва да са обвързани с постигнатите такива на ПДН. Такава е и европейската практика, тъй като при по-високи цени на ПДН, производителите нямат стимул за поддържане на диапазон за регулиране нагоре. При ниски цени на ПДН, а високи такива на БП, клиентите са ощетени с необосновано високи цени за небаланс.

Предвид горните аргументи, прилагането на настоящия модел за определяне на цената на доставчиците на балансираща енергия ще осигури предпоставки за стабилност на сектора, сигурност на снабдяването, недопускане на арбитражи между БП и ПДН, както и спазване на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ.

Използваният в предходните решения на КЕВР за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия модел, а именно обвързването на пределната цена за регулиране нагоре с цената на ПДН за базов товар за съответния ден, умножена с коефициент 2,5, е отразявал значителните отклонения между почасовите цени за базов и пиков товар, съответно между пик и офпик, и лисата на техническа възможност за прилагането на почасови цени за доставка на балансираща енергия от страна на независимия преносен оператор. В тази връзка, моделът е имал за цел да гарантира, че във всеки един момент цената за недостиг е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер. Към настоящия момент, обаче са налице настъпили значителни промени в някои от факторите, които са обуславяли използването на посочения модел. В тази връзка, следва да се има предвид, че към настоящия момент ЕСО ЕАД вече разполага с техническа възможност да прилага почасови цени. От друга страна, сериозното увеличение на борсовите цени на ПДН през 2018 г. и 2019 г. заедно със съществуващите почасови колебания в борсовите цени, допълнително е довело до влошаване като абсолютна стойност разликата в цените за недостиг, като в някои от часовете са достигнати прекомерни разходи за пазарните участници, съответно до необосновани приходи на някои доставчици на балансираща енергия. Същевременно се наблюдава и обратната пазарна аномалия – в някои от часовете, особено офпиковите, пределната цена за регулиране нагоре не покрива даже и променливите разходи на някои от основните доставчици, като последните понасят сериозни щети.

Предвид горните аргументи, следва да бъде приложен по-балансиран модел за ценообразуване, който да изключва до колкото е възможно възникването на екстремни стойности и да отчита в еднаква степен интересите на различните участници на балансиращия пазар.

Пределната цена за регулиране нагоре следва да е обвързана с почасовите стойности на постигнатите цени на ПДН. В тази връзка, следва да се отбележи, че такъв модел не може да се базира единствено на коефициент, по който да се умножава цената за базов товар на ПДН, тъй като използването на настоящия коефициент в размер на  $2,5 * Ц_{пдн}$  би довело до екстремно високи цени за недостиг през пиковите часове. От друга страна, намаляването на размера на коефициента до по-ниски стойности ще доведе до твърде ниска пределна цена за регулиране нагоре през офпиковите часове, особено в почивни и празнични дни. Това от една страна ще има за последица увеличаване на разходите за балансиране на търговските участници, а от друга няма да осигури гаранции,



че цената ще е достатъчно висока през всеки един час, така че да покрива променливите разходи на централите, от които операторът активира мощности.

Променливите разходи на „Ей И Ес –3С Марица изток 1“ ЕООД (централата с най-висока цена на енергия) с включени 5% вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и цена за достъп на производители на ЕСО ЕАД са в размер на около 136 лв./MWh, като варират в зависимост от цената на CO<sub>2</sub> квотите. Следователно пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия не следва да е по-ниска от 136 лв./MWh. Извършеният анализ на почасовите цени на ПДН показва, че цени под 36 лв./MWh са постигнати в едва 1,3% от часовете, което е твърде ниска стойност, за да оказва някакво влияние. В тази връзка е обосновано пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре да е в размер на Цпдн + добавка в размер на 100 лв./MWh, където Цпдн е равна на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за съответния час. По-ниска добавка не би осигурила покриване на променливите разходи на централите, предоставящи тази услуга на ЕСО ЕАД (например при добавка от 90 лв./MWh, тези разходи не се покриват в 8,5% от часовете).

От направения по-долу анализ е видно, че при използване на този подход пределната цена за регулиране нагоре, съответно разходите за недостиг на пазарните участници следва да намалее:

	Средни цени на ПДН	Пределна цена за регулиране нагоре, определена като 2,5*Цпдн	Пределна цена за регулиране нагоре, определена като Цпдн+100 лв./MWh	Отклонение
Януари 2019 г.	131,79	329,47	231,79	-30%
Февруари 2019 г.	77,55	193,89	177,55	-8%
Март 2019 г.	68,55	171,56	168,55	-2%
Април 2019 г.	81,40	203,50	181,40	-11%
Май 2019 г.	81,33	203,32	181,33	-11%
Юни 2019 г.	79,19	197,98	179,19	-9%
Юли 2019 г.	108,21	270,53	208,21	-23%
Август 2019 г.	101,95	254,87	201,95	-21%
Септември 2019 г.	108,20	270,49	208,20	-23%
Октомври 2019 г.	109,26	273,08	209,26	-23%

Така определената пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за съответния час:

- Следва постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи;
- Осигурява предпоставки цената за недостиг да е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер;
- Предполага оптимизация и обвързване на разходите на пазарните участници за небаланси със стойността на електрическата енергия;
- Предотвратява възникването на екстремни почасови цени на балансиращата енергия, тъй като при изключително високи такива на ПДН, коефициентът ги мултиплицира в екстремни на БП;
- Защишава доставчиците на балансираща енергия да не продават под стойността на променливите си разходи;
- Осигурява намаляване на разходите на пазарните участници за балансираща енергия.

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това, дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагащи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно

поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, която изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики. В тази връзка пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу следва да се запази на 0,00 (нула) лв./MWh.

Въз основа на изложените по-горе аргументи, пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия е, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Изказвания по т.8.:

Докладва П. Младеновски. След проведеното обществено обсъждане по административното производство в Комисията са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица. Това са „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, „Национална електрическа компания“ ЕАД, Асоциация Свободен Енергиен Пазар, Асоциация на търговците на електроенергия в България и от Българска ветроенергийна асоциация. Становище е изпратено и от „ЕВН България“ ЕАД. То е получено в края на деня, в който работната група е изпратила доклада за закрито заседание и не е отразено в изпратените до членовете на Комисията материали. Докладът трябва да се допълни с един абзац, който би следвало да се отрази във финалното решение. ЕСО ЕАД изразява становище, че публикуваните на сайта на БНЕБ ЕАД цени са в Централноевропейско време, докато взаимоотношенията с доставчиците на балансираща енергия са в българско време. Дружеството иска указания как следва да прилага тези цени. Дадено е такова указание – цените трябва да се адаптират към българско време. Позицията на НЕК ЕАД е, че така определена надбавката е за цените на квотите и емисиите за настоящия регулаторен период. Дружеството апелира да се взема решение за пределни цени с годишното ценово решение от първи юли. Това не е точно така, тъй като енергията на „Ей и ЕС Марица Изток 1“ е остойностена по прогнозната цена за 2020 г. и не е актуална само към настоящия момент и би следвало да е актуална за цялата година. Друго искане на НЕК ЕАД е за определяне на отрицателна цена за излишък от ПАВЕЦ „Чаира“. Представени са и аргументи, като изчисленията са само и единствено ако се продава на регулираната от КЕВР цена. Тези аргументи са несъотнесими, тъй като повече от 80% от енергията от ПАВЕЦ „Чаира“ се продава на пазара по свободно договорени цени, където цените са много по-високи. Факт е, че дружеството продава от тази енергия, която закупува от излишък на балансиращия пазар, където цените са съвсем различни от определената регулирана цена. От ЕВН посочват, че пределната цена за регулиране нагоре е само част от формулата по която ЕСО ЕАД изчислява цените за недостиг. Предлага се: да се избере пазарен подход с две цени, които са еднакво отдалечени от цената на спот пазара; ценообразуването да отразява реално извършените разходи в системата, като не се включват административни корекции (т нар. служебни цени) доставчиците на услуги за балансиране да подават оферти на дневна база, като цена в абсолютна стойност, а не като както в момента – за целия месец като добавка към получената цена от „ден напред“; да се увеличи прозрачността на базара на балансираща енергия на всички участници на пазара (в това число тези, които предоставят

електрическа енергия от ВЕИ); оптимизация на управлението и услуги за съхранение на енергия; да има пълен достъп до балансиращия пазар. Предложението за въвеждане на две цени, които са еднакво отдалечени от цената на спот пазар неоснователно, тъй като по този начин се стимулира участниците да стоят в излишък, а ЕСО ЕАД много по-трудно балансира системата, когато всички са в излишък, т.е. увеличението на цената на излишъка не е рентабилно за условията, в които се намира българската електроенергийна система поради липсата на гъвкави мощности за обирание на излишъците. Относно останалата част от предложенията – те не са обект на настоящото административно производство, а на административно производство по изменение на Правилата за търговия с електрическа енергия и други подзаконови нормативни актове. Аналогични са и предложенията на двете асоциации на търговците АСЕП и АТЕБ. Основно те настояват за индивидуални цени и пониски цени, тъй като трябва да се определят индивидуални цени за всеки производител. П. Младеновски каза, че за него това е фундаментално неразбиране на начина по който би следвало да функционира балансиращия пазар, а именно: КЕВР не определя цени, които да покрият разходите на производителите, а само очертава рамката над която липсата на конкуренция би довела до изкривяване на тези цени. АСЕП обръща внимание и на нещо, с което Комисията може да се сблъсква при по-развито използване на ХВІD, тъй като в много от часовете (особено през нощните часове) на ХВІD платформата се появяват отрицателни цени. АСЕП обръща внимание, че това би могло да доведе до арбитражи между двата пазара, тъй като пределната цена на българския пазар е нула и съответно търговците биха могли да се възползват от отрицателните цени дори и срещу тях да не стои потребление, т.е. да закупуват на отрицателни цени от интрадей пазара и да продават на балансиращия пазар, където цената за излишък е винаги положителна. П. Младеновски каза, че ако се позволи отрицателна цена за излишък, за да се справи Комисията с тази възможност за арбитражи, това означава, че основният доставчик на услугата регулиране надолу (каквото е НЕК) ще се възползва от това и тогава биха се предизвикали огромни разходи за пазарните участници. За момента пределна цена от нула за излишък е най-доброто решение. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

*Да определи, считано от 01.01.2020 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:*

*1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;*

*2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./MWh;*

*3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.*

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Определя, считано от 01.01.2020 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв./MWh,

където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

В заседанието по **точка осма** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

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

## РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

**По т.1.** както следва:

Одобрява бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г.

**По т.2.** както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-873 от 18.12.2019 г. относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

2. Приема проект на решение относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 08.01.2020 г. от 10:00 ч.;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Севлиевогаз-2000“ АД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 08.01.2020 г. от 10:05 ч.;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т.2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията 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.3.** както следва:

1. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2020 – 2024 г.;

2. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Вл. Варненчик, Младост и Аспарухово за периода 2020 – 2024 г.;

3. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Кюстендил,

Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2020 – 2024 г.;

4. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2020 – 2024 г.;

5. Одобрява бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2020 – 2024 г.

**По т.4.** както следва:

1. Приема доклад относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

2. Приема проект на решение относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 08.01.2020 г. от 10:10 ч.;

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

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 08.01.2020 г. от 10:15 ч.;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т.2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията 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.5.** както следва:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация Русе“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-029-03 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-030-05 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

**По т.6.** както следва:

ОДОБРЯВА на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-312-03 от 23.11.2009 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

**По т.7.** както следва:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация Габрово“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. – 2024 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-008-03 от 17.10.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-009-05 от 17.10.2000 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

**По т.8.** както следва:

Определя, считано от 01.01.2020 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв./MWh, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

**Приложения:**

1. Доклад с вх. № Е-Дк-874 от 18.12.2019 г. и Решение на КЕВР № БП-11 от 23.12.2019 г. относно заявление от одобряване на бизнес план на „Севлиевогаз-2000“ АД за територията на община Севлиево за периода 2020 – 2024 г.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-873 от 18.12.2019 г. и проект на решение относно заявление от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-875 от 18.12.2019 г. и Решение на КЕВР № БП-12 от 23.12.2019 г. относно заявление с вх. № Е-15-57-33 от 30.09.2019 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за одобряване на бизнес планове за лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

4. Доклад и проект на решение относно заявление от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи на лицензионните територии на дружеството за периода 2020 – 2024 г.

5. Решение на КЕВР № БП-13 от 23.12.2019 г. относно одобряване на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

6. Решение на КЕВР № БП-14 от 23.12.2019 г. относно заявление с вх. № Е-14-55-6 от 27.09.2019 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

7. Решение на КЕВР № БП-15 от 23.12.2019 г. относно заявление с вх. № Е-14-11-16 от 01.10.2019 г. от „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

8. Решение на КЕВР № Ц-36 от 23.12.2019 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....  
(С. Годорова)

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

.....  
(Р. Осман)

.....  
(В. Владимиров)

.....  
(Г. Златев)

**ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

.....  
(Е. Хаританова)

**Ю.МИТЕВ**  
(Съгласно Заповед № 1177/04.12.2019 г.)

Протоколирал:  
(Н. Косев - главен експерт)