



ПРОТОКОЛ

№ 49

София, 14.03.2017 година

Днес, 14.03.2017 г. от 14:43 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, Александър Йорданов, Владко Владимиров и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ 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. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Диана Николкова, Сирма Денчева, Ваня Василева

2. Доклад с вх. № Е-Дк-100 от 08.03.2017 г. и проект на решение относно заявления от „Овергаз Мрежи“ АД за одобряване на актуализирани бизнес планове за лицензираните територии: Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2015-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Снежана Станкова, Боряна Станчева, Сирма Денчева, Ваня Василева

3. Доклад с вх. № Е-Дк- 101 от 08.03.2017 г. и проект на решение относно заявления от „Овергаз Мрежи“ АД с вх. № Е-15-57-39 от 11.10.2016 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, вх. № Е-15-57-38 от 11.10.2016 г. за цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и вх. № Е-15-57-37 от 11.10.2016 г. за цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“,

„Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Михаела Андреева, Боян Наумов, Сирма Денчева, Ваня Василева

По т.1. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД, с предложение за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за първи ценови период, както и събраните данни от проведено на 16.02.2017 г. обществено обсъждане и от становища на заинтересованите страни, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с предложение за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за първи ценови период. Заявлението е подадено на основание §2 от Преходните и заключителни разпоредби на Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс (Методиката, обн., ДВ, бр. 99 от 13.12.2016 г.), съгласно който балансирът подава в КЕВР заявление за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране за първия ценови период не по-късно от 1 месец от влизане в сила на Методиката.

Със Заповед № 3-Е-12 от 01.02.2017 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед и анализ на подаденото заявление и приложените към него документи с оглед преценка на неговата обоснованост и съответствие с изискванията на Методиката.

Резултатите от извършения анализ на съдържащото се в заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г. предложение от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-35 от 07.02.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 25 от 10.02.2017 г., т. 1. В съответствие с чл. 14 от Закона за енергетиката и чл. 24, ал. 6 от Методиката, на 16.02.2017 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали представители на заявителя и на: Министерство на енергетиката (МЕ), „Булгаргаз“ ЕАД, Българска асоциация Природен газ (БАПГ), Българска газова асоциация (БГА), Граждански контрол и представител на етажна собственост.

Представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД заявяват, че предложението за определяне на разходна компонента на такса за дисбаланс дава възможност новият режим за балансиране да влезе в действие. От друга страна, представителите на заявителя посочват, че дружеството предвижда кратък преходен период, в който таксата за дисбаланс може да бъде информативно начислявана на ползвателите, но същите няма да я заплащат реално. Предложението е обосновано с оглед сложността на режима и необходимостта от адаптиране към същия, плавно въвеждане на таксите и осигуряване на време за подготовка на пазара. Отделно дружеството е в процес на осигуряване на техническа обезпеченост за прилагане на тези такси чрез софтуер. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД ще внесе предложение със становище, което да бъде разгледано от регулатора при приемане на крайното решение относно датата за ефективно прилагане на тази разходна компонента, респективно и таксата за дисбаланс.

Представителят на МЕ е заявил, че подкрепя публикувания проект на решение. Представителят на БГА също подкрепя проекта на решение на Комисията и направеното в хода на общественото обсъждане предложение от „Булгартрансгаз“ ЕАД да бъде въведен тестови период по отношение прилагането на таксата за дисбаланс и реалното ѝ заплащане. Счита, че компонентата следва да бъде изчислена въз основа на реалните годишни дисбаланси, което налага да бъде събрана допълнителна информация за реалните дисбаланси по отношение на годишните количества. Според БГА, провеждането на тестови период поне в един или два сезона от годината (зима и лято) ще даде възможност за реална оценка на движението на дисбалансиите, което ще доведе до яснота при

утвърждаване на компонентата.

Представителят на БАПГ счита, че необходимите годишни разходи за дейността балансиране включват разходи за дейности, с изключение на две такива, които операторът на газопреносна мрежа извършва, осъществявайки дейността „пренос“ и задълженията си по разпределение на капацитет по входни и по изходни точки. Това създава възможност за дублиране на разходите на ползвателите на мрежата за покриване на разходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за едни и същи дейности. БАПГ е изложил аргументи и в писмено становище.

В 14-дневния срок в КЕВР е постъпило писмено становище от заявителя „Булгартрансгаз“ ЕАД с вх. № Е-15-45-1 от 02.03.2017 г., с което операторът поддържа направеното в хода на общественото обсъждане предложение с решението на КЕВР за одобрение на разходната компонента да бъде въведен преходен период, по време на който новият режим на балансиране да бъде тестван в реално време. В тази връзка дружеството предлага по време на тестовия период да се извършва балансиране на дневна база, изчисляване и определяне на дневна база на размера на дисбаланс на всеки ползвател в тестови режим, съгласно предвиденото в Правилата за балансиране на пазара на природен газ (ПБППГ) и Методиката. Операторът предвижда определената по реда на чл. 10 от Методиката дневна такса за дисбаланс да подлежи на реално заплащане едновременно с въвеждането на входно-изходния тарифен модел, при пълна готовност за ефективно прилагане на услугите по балансиране от страна на ползвателите и оператора, но не по-късно от 1 октомври 2017 г., когато е началото на следващата газова година. В допълнение, е предвидено по време на тестовия период да се прилага действащият режим на балансиране „в натура“, като възстановяването на дисбаланси от ползвателите да се извършва по реда на действащия хармонизиран договор за пренос на природен газ.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД тестовият период ще даде възможност на оператора и на ползвателите да извършат предварителна подготовка за реалното прилагане на новия режим на балансиране, а именно: подготовка и тестове на софтуера за осигуряване на информационните изисквания и програмното обезпечаване по отношение на режима за балансиране; прилагане на разпоредбите на договора за покупка и продажба на природен газ за балансиране в тестови режим; разяснителни срещи с ползвателите на газопреносната мрежа и обучение за работа с новия софтуер.

С оглед горното заявителят посочва, че се предвижда новият софтуер да бъде въведен в режим на тестова експлоатация не по-късно от 01.05.2017 г. В тази връзка, разходите, които предстои да бъдат направени за закупуване на необходимия софтуер, както и други разходи за балансиране, които ще бъдат извършени по време на тестовия период ще бъдат отразени в предложението за одобрение на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране за следващия ценови период.

Предвид гореизложеното „Булгартрансгаз“ ЕАД прави предложения КЕВР да приеме решение, с което:

1. Да утвърди разходната компонента на цената на природния газ за балансиране, считано от 01.05.2017 г. (при елементи, формиращи разходната компонента съгласно оповестения проект на решение);

2. На основание §3 от Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс да въведе тестови период до 01.10.2017 г., през който таксата за дисбаланс, определена по чл. 10 от Методиката, да не се прилага.

В предоставения 14-дневен срок, в Комисията са постъпили писмени становища от заинтересовани лица, както следва:

В писмо с вх. № Е-04-05-2 от 27.02.2017 г. от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) и писмо с вх. № Е-15-61-4 от 27.02.2017 г. от „Дексиа България“ ООД са застъпени идентични становища. Според заинтересованите лица, необходимите годишни приходи за дейността балансиране не са обосновани в частта, свързана с прогнозните оперативни годишни разходи за персонала, тъй като липсва обосновка относно формирания брой на служителите и яснота относно

обема на изпълняваните от тях задължения. Изразено е становище, че разходите за всички извършвани от тези служители дейности са включени в одобрения годишен приход и в действащата цена за пренос на природен газ през газопреносна мрежа, поради което не следва да бъдат включвани в необходимите годишни приходи при формиране на разходната компонента. В тази връзка е посочено, че са необосновани всички предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД общи разходи, с изключение на разходите, необходими за осигуряване на софтуерното и техническо оборудване за подаване на коригиращи заявки от ползвателите и тяхното обработване от служителите. Заинтересованите лица настояват до определянето на цени за достъп и пренос съгласно входно-изходния тарифен модел да бъде предвиден преходен период, при който ползвателите да балансират своите балансови портфолия на дневна база, да се изчислява таксата за дисбаланс на дневна база, но да не бъде заплащана. Посочено е, че от една страна, ползвателите не са подготвени за прилагане на режима за балансиране, а от друга, операторът не разполага с необходимия софтуер, чрез който да предоставя на ползвателите инструменти за промяна на заявките и за получаване на информация в рамките на деня за всяка входна и изходна точка, и за балансовия статус на ползвателите. Отправено е предложение целият пакет от входно-изходен тарифен модел и режим на балансиране на дневна база, включително прилагането на такса за дисбаланс да бъде въведен от предстоящата газова година октомври 2017 г. - октомври 2018 г.

С писмо с вх. № Е-04-16-1 от 02.03.2017 г. БАПГ изразява становище, че липсва анализ на оперативните годишни разходи за дейността балансиране по отношение на броя и задълженията на служителите, ангажирани в тази дейност и възможна оптимизация чрез намаляване броя на заетите лица. Не е направен анализ на възможността за автоматизиране на тази дейност и влиянието на такъв процес върху разходите. На следващо място е посочено, че има неяснота при определяне на т.нар. „социални разходи“. БАПГ счита, че доколкото разходите на оператора за балансиране са елемент от действащата цена за пренос в размер на 19,73 лв./1000 м³, утвърждаването на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране преди определянето на нова цена за достъп и пренос съгласно Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, ще доведе до по-високи приходи за оператора от разходите му за балансиране. В тази връзка твърди, че при некоригиране на действащата цена за пренос, клиентите на преносния оператор ще заплащат два пъти за една и съща услуга.

С писмо с вх. № Е-15-45-1 от 06.03.2017 г. „Булгаргаз“ ЕАД изразява становище, че предлаганата разходна компонента е необоснована, тъй като оперативните разходи са прогнозирани на база предварителни данни за оперативни разходи за 2016 г. по елементи за персонала, определен да осъществява дейностите по физическо и търговско балансиране и неговия брой. Дружеството счита, че прогнозираното количество сумарен годишен дисбаланс за 2017 г. в обем 156 000 хил. м³ е завишено. „Булгаргаз“ ЕАД подкрепя направеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД предложение за въвеждане на преходен период за прилагане на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране като обосновано и целесъобразно. Въвеждането на нов модел на балансиране на пазара на природен газ налага необходимостта от разписване в Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на Правилата за търговия с природен газ (ПТПГ), на Правилата за балансиране на пазара на природен газ и на Методиката, на действия и срокове за предприемането им с цел гарантиране плавното преминаване към прилагането на разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014. Дружеството счита, че няма нормативни пречки за определянето на преходен период, тъй като в Методиката не е дефиниран момент, от който следва да започне прилагането на утвърдената разходна компонента. По отношение на цените на природния газ за балансиране „Булгаргаз“ ЕАД посочва, че по смисъла на §3 от ПЗР на Методиката е предвидена начална, но не е фиксирана крайна дата за започване прилагането на цените. В този смисъл, предложеният от оператора преходен период е допустим, тъй като няма правна норма, забраняваща въвеждането на такъв или

изрично дефинираща краен срок, с настъпването на който задължително започва прилагането на цените по Методиката. Предвид факта, че общественият доставчик, клиентите и пазара като цяло не са подготвени в достатъчна степен за ефективното въвеждане на цена за балансиране, утвърждаването на разходна компонента би довело до сериозно дестабилизиране на пазара чрез налагането на финансови задължения на участниците. „Булгаргаз“ ЕАД посочва, че съгласно Доклада за прилагане на Регламент (ЕС) № 312/ 2014 на Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия, от 07.11.2016 г. предвидената в член 46, параграф 3 от Регламента възможност за отлагане на ефективното му изпълнение цели постигане на достатъчна ликвидност, отчитайки спецификите на националните пазари. В тази връзка в доклада е посочено, че Европейската комисия може да обмисли предприемането на действия по изпълнение на регламента през следващите години. Забавянето в прилагането на основни разпоредби от регламента може да послужи за основание на ЕК за предприемане на процедури по изпълнение или за нарушение срещу държавите членки. Според дружеството, акцентът е върху крайния резултат от въвеждане условията на регламента, а не върху срочното изпълнение на същия. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД предлага да се приеме направеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД предложение за въвеждане на преходен период за прилагане на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране, като считат, че реално приложима е датата 01.10.2017 г.

По отношение на предложението на „Булгартрансгаз“ ЕАД да бъде въведен преходен период, по време на който новият режим на балансиране да бъде тестван в реално време, Комисията установи, че същото съдържа искания в две насоки, а именно: по отношение началния момент на утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране - считано от 01.05.2017 г., и по отношение на въвеждане на тестови период, през който таксата за дисбаланс, определена по чл. 10 от Методиката да не бъде прилагана - до 01.10.2017 г. Във връзка с изложените от заявителя аргументи, обосноваващи направените предложения и аргументите на заинтересованите лица в подкрепа на предложението за въвеждане на тестови период до 01.10.2017 г. Комисията приема следното:

Подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление е на основание §2 от ПЗР на Методиката, съгласно който балансирът подава в КЕВР заявление за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране за първия ценови период не по-късно от 1 месец от влизане в сила на Методиката. Комисията е надлежно сезирана и следва да се произнесе с решение за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране съгласно реда и сроковете за провеждане и приключване на административното производство, предвидени в Методиката. Въпреки, че Методиката не съдържа изрично нормативно изискване за датата, считано от която разходната компонента следва да бъде утвърдена от Комисията, КЕВР следва да се произнесе в рамките на оперативната си самостоятелност, отчитайки сроковете за провеждане на административното производство и параметрите на заявлението, подадено на основание §2 от ПЗР на Методиката. По аргумент от чл. 24, ал. 4 от Методиката, утвърдената по това заявление разходна компонента ще бъде приложима до началото на следващата газова година - 01.10.2017 г. Комисията приема за обосновано декларираното от „Булгартрансгаз“ ЕАД обстоятелство относно планираното от дружеството въвеждане в режим на тестова експлоатация на нов софтуер не по-късно от 01.05.2017 г. Това обстоятелство има отношение към осигуряване на информационните изисквания и програмното обезпечаване и в този смисъл се отразява на прилагането на режима на балансиране в цялост. То обаче не обвързва решението на Комисията за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране с период на провеждане на тестова експлоатация на софтуера от оператора на газопреносна мрежа, още повече без да е изяснена продължителността на такъв тестови режим.

От друга страна, съгласно чл. 12 от Методиката цената на природния газ за балансиране за деня се определя въз основа на разходната компонента и референтната

цена на природния газ за деня. Балансьорът има задължение ежедневно да обявява на интернет страницата си цена на природния газ за балансиране, изчислена по реда на Методиката. Съгласно §3 от ПЗР на Методиката, прилагането на цените, определени по реда на Методиката, започва не по-рано от 1.01.2017 г. Адресат и правнообвързан от цитираната норма е балансьорът, който следва да осигури прилагането на цените, определени по реда на Методиката, т.е. след 1.01.2017 г. и след постановяване на решението на КЕВР за утвърждаване на разходната компонента без необосновано отлагане на приложението им.

Комисията не приема за основателно предложението в решението на КЕВР за утвърждаване на разходна компонента на природния газ за балансиране да бъде въведен тестови период, през който таксата за дисбаланс, определена по чл. 10 от Методиката да не бъде прилагана - до 01.10.2017 г. Предложението е в противоречие с действащата нормативна уредба, тъй като в Правилата за търговия с природен газ, Правилата за балансиране на пазара на природен газ и конкретно в Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс не съществува правна норма, регламентираща основание за въвеждане и осъществяване на т.нар. тестови период, условия, при които да се проведе такъв, краен срок за приключване и приложимите до приключване на тестови период правила. Следователно, КЕВР, действайки в рамките на законовите си правомощия, няма основание чрез свой административен акт да въведе предложения тестови период със срок до 01.10.2017 г.

Във връзка с възраженията на заинтересованите лица относно необоснованост на оперативните годишни разходи за дейността балансиране и прогнозното количество сумарен годишен дисбаланс за 2017 г., е изискана информация от „Булгартрансгаз“ ЕАД с писмо изх. № Е-15-45-1 от 10.03.2017 г. Въз основа на съдържащите се в заявлението данни и документи и допълнително представени от дружеството данни, Комисията приема следното:

Неоснователни са възраженията на заинтересованите лица относно формиране на необходимите годишни приходи за дейността балансиране в частта, свързана с прогнозните оперативни годишни разходи за персонала и в тази връзка твърденията за покриване на разходите за дейността балансиране от действащата цена за пренос на природен газ в размер на 19,73 лв./1000 м³, утвърдена с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на Комисията. Оперативните разходи като част от ценообразуващите елементи, формиращи тази цена за пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа се базират на прогноза за 2003 г., определена въз основа на отчетни данни за 2002 г. Структурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД се е променила и разширила значително в сравнение с 2003 г., включително звената, занимаващи се с техническата експлоатация и управлението на газовите потоци по мрежата. В потвърждение на изложеното, към 31.12.2003 г. персоналят, изпълняващ функциите на сегашното Главно Диспечерско Управление (ГДУ) е наброявал 8 човека и съответно разходите за персонал, включени в действащата цена за пренос са за 8 човека по ставки към момента на подаване на заявлението за утвърждаване на цени през 2003 г. Към настоящия момент ГДУ-София, с общ персонал от 30 човека, е съставено от отдели „Диспечерски“, „Режими“ и „Балансиране“, както и обособено звено „Търговско диспечирание“. Видно е, че от персонала, занимаващ се пряко с дейностите по търговско и физическо балансиране, структурно са определени 18 човека, оперативните разходи за които са включени в заявлението за утвърждаване на разходна компонента на природния газ за балансиране. С оглед обстоятелството, че осъществяването на цялостната дейност по балансиране е свързано и с други финансови, правни и информационно-комуникационни въпроси, които изискват съдействие и от други структурни единици в дружеството, са необосновани възраженията относно начина на формиране и броя на персонала. Социалните разходи са определени също въз основа на персонала от 18 човека, извършващ дейността балансиране и са прогнозиран на база отчетените средни такива за 2016 г., основаващи се на сключения Колективен трудов договор за 2016 г. Предвид факта, че се касае за нови

дейности по балансиране, произтичащи от изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014, ПТПГ, ПБППГ и Доклад за прилагане на временни мерки, одобрен с Решение № ВМ-1 от 29.09.2015 г. на КЕВР, са недоказани твърденията за дублиране на изпълняваните от тези 18 човека дейности и включването на разходи за този персонал и изпълняваните от него дейности в действащата цената за пренос на природен газ. В допълнение, чрез заявлението за утвърждаване на разходна компонента на природния газ за балансиране разходите и активите, въз основа на които е формирана разходната компонента са заявени отделно от оперативните разходи, представляващи елемент на необходимите приходи за дейността пренос по газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, предмет на заявление за утвърждаване на необходими годишни приходи съгласно Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. По този начин са отделени разходите и активите, относими към двете изпълнявани от „Булгартрансгаз“ ЕАД дейности по пренос и балансиране.

Недоказани са и твърденията на заинтересованите лица за значително завишено прогнозно количество сумарен годишен дисбаланс за 2017 г. Определянето от „Булгартрансгаз“ ЕАД на прогнозните количества дисбаланс се основава на анализ на статистическа информация за реализираните отклонения между заявени количества за пренос и реално пренесените количества природен газ индивидуално по ползватели на газопреносните мрежи. Прогнозното количество на сумарния търговски дисбаланс за двете балансови зони представлява очакваното сумарно количество на дневните индивидуални търговски дисбаланси за разглеждания период, а не представлява количество на очаквани месечни дисбаланси. Предвид факта, че оперативните разходи и количествата на сумарния търговски дисбаланс са прогнозни елементи на разходната компонента, при спазване на принципа за неутралност съгласно Методиката, в края на съответния период се извършва преглед на резултата от дейността на база отчетни данни, въз основа на който се извършва съответната корекция на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране за следващия период.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос“, лицензия № Л-214-06 от 29.11.2009 г. за осъществяване на дейността „пренос на природен газ по национална газопреносна мрежа“ и лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „съхранение на природен газ“ за територията на Република България, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

По смисъла на чл. 188 и чл. 189 от Закона за енергетиката (ЗЕ), Правилата за търговия с природен газ и Правилата за балансиране на пазара на природен газ операторът на газопреносна мрежа има функциите на балансър и организира балансирането на пазара на природен газ. Балансърът сключва сделки за покупка и продажба на природен газ за балансиране с ползвателите на мрежата по цени, определени по Методиката.

На основание чл. 24, ал. 2 и ал. 3 от Методиката, балансърът изчислява разходната компонента на цената на природния газ за балансиране и предлага нейната стойност за утвърждаване от КЕВР. По аргумент от чл. 24, ал. 4 балансърът внася в КЕВР предложението със заявление, към което прилага писмена обосновка и доказателства за отделните разходи и за връзката им с изпълнението на дейността балансиране, както и други данни, които балансърът счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от КЕВР.

На основание §2 от ПЗР на Методиката, за първия ценови период балансърът подава в КЕВР заявление за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране не по-късно от 1 месец от влизане в сила на Методиката.

В изпълнение на горецитираните разпоредби, със заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване разходна компонента

на цената на природния газ за балансиране за първия ценови период в размер на 0.9087 лв./MWh.

Приложен е препис-извлечение от Протокол УС № 186 от 25.01.2017 г. от присъствено заседание на Управителния съвет на дружеството, видно от който УС е взел решение, с което е приел проекта на заявление за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране. Към заявлението са приложени: справки и цифров модел за образуване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране; писмена обосновка на параметрите, формиращи разходната компонента, както и обосновка на предложената норма на възвращаемост на капитала и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Съгласно чл. 12 от Методиката, цената на природния газ за балансиране представлява сбор на референтната цена на природния газ и разходната компонента на цената на природния газ за балансиране. Разходната компонента на дневната такса дисбаланс се определя съгласно формулата, съдържаща се в чл. 13 от Методиката, въз основа на необходими годишни приходи за дейността балансиране, годишно прехвърлена сума от сметката за неутралност при балансиране и очакван сумарен годишен дисбаланс, общо за всички балансови зони.

Необходимите годишни приходи се изчисляват съгласно формулата по чл. 14 от Методиката, въз основа на прогнозни оперативни годишни разходи за дейността балансиране на природен газ за годината на определяне; разходи за амортизация на активите, с които се извършва дейността балансиране, отчетени за предходната отчетна година; база на възвръщаемост и норма на възвръщаемост на капитала.

Предложеният размер на разходната компонентна на цената на природния газ за балансиране за първи ценови период е изчислен от балансъора при следните параметри:

I. Необходими годишни приходи за дейността балансиране:

1. Прогнозни оперативни годишни разходи за дейността балансиране (ОПР)

Във връзка с дейността балансиране „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че през първия ценови период ще осъществява дейности по физическо и търговско балансиране, свързани основно с: получаване на заявки от ползватели на газопреносните мрежи и тяхното обработване; комуникация с оператори на газопреносни мрежи на съседни държави; потвърждаване на заявките; постоянно наблюдение на физическите характеристики на мрежите; вземане на решения относно промяна на режимните параметри в зависимост от сумарно заявените количества за пренос на входни и изходни точки на мрежите и текущите параметри на състоянието на газопреносната система; отчитане на данни от средствата за търговско измерване; разпределение на постъпилите количества природен газ за пренос на входни точки и предадени на изходни точки на мрежата на системата по ползватели; определяне на дневни дисбаланси и дължимите дневни такси за дисбаланс, както и месечен сетълмент на натрупаните дневни дисбаланси.

Дружеството е прогнозирано оперативните разходи на база предварителни данни за отчетените оперативни разходи по елементи за Централно управление (ЦУ) – гр. София за 2016 г. и броя на персонала, който е определен да осъществява дейностите по физическо и търговско балансиране, а именно 18 служители от ГДУ към ЦУ на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Следва да се има предвид, че към края на 2016 г. персоналят, работещ в ЦУ на дружеството, е общо 279 човека. В тази връзка, оперативните разходи за дейността балансиране за 2017 г. са прогнозирани, като са приети равни на дела на относимите предварително отчетени оперативни разходи за ЦУ през 2016 г., който е изчислен на база на съотношението между броя на персонала, осъществяващ дейността балансиране и общия брой на персонала, работещ в ЦУ към края на 2016 г.

В ОПР не са включени разходи за: проверка на уреди; вътрешнотръбни инспекции; наеми; съдебни разходи; разходи, свързани с технологията на преноса на природен газ; лицензионни такси и такси управление; акциз, разходи за загуби от обезценка, разходи за бъдещи периоди, разходи за данък върху печалбата, разходи за провизии, представителни разходи и други по чл. 11, ал. 1 от Методика за определяне на цени за достъп и пренос на

природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

ОПР са прогнозираны въз основа на следните икономически елементи:

Разходите за материали представляват 1% от прогнозираните оперативни годишни разходи и са в размер на 19.43 хил. лв., като включват разходи за: горива за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане.

Разходите за външни услуги представляват 7% от прогнозираните оперативни годишни разходи и са в размер на 99.63 хил. лв., като включват: застраховки, пощенски разходи, телефони и абонаменти, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление.

Разходите за ремонт са в размер на 0.51 хил. лв., което представлява 0.04% от предвидените оперативни годишни разходи.

Разходите за заплати и възнаграждения са в размер на 664.78 хил. лв., което представлява 47% от предвидените оперативни годишни разходи. Разходите за осигуровки са в размер на 100.14 хил. лв., което представлява 7% от предвидените оперативни годишни разходи. Социалните разходи са в размер на 303.20 хил. лв., което представлява 21% от предвидените оперативни годишни разходи. В приложената писмена обосновка „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че разходите за персонал са изчислени на база отчетените данни за персонала, зает в дейността балансиране за месец декември 2016 г., а социалните разходи са прогнозираны на база отчетените средни данни за 2016 г.

Разходите за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ са прогнозираны в размер на 145.67 хил. лв. и представляват 10% от предвидените оперативни годишни разходи. Предложеният размер на разходите за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ се базира на средномесечните прогнозни количества съхранен природен газ в ПГХ „Чирен“, необходими за физическо балансиране, в размер на 4875 хил. м³ природен газ, които са остойностени по действащата цена за съхранение на природен газ в размер на 2.49 лв. на месец за 1000 куб. м, утвърдена с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на Комисията.

Другите разходи са в размер на 92.14 хил. лв., което представлява 6% от предвидените оперативни годишни разходи и включват: охрана на труда, служебни карти и командировки, обучение на персонала, местни данъци и такси, разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ.

2. Разходи за амортизация на активите, с които се извършва дейността балансиране

Видно от представената обосновка разходите за амортизация са прогнозираны с оглед активите, обслужващи дейността балансиране, представляващи основно компютърна техника и офис оборудване на персонала, осъществяващ тази дейност. Общата стойност на разходите за амортизации е изчислена на 23.34 хил. лева, която е формирана при отчитане на годишните амортизационни отчисления на съответните активи за 2016 г. по предварителен отчет.

3. База на възвръщаемост

В съответствие с чл. 15 от Методиката, в базата на възвръщаемост са включени балансовата стойност на активите, с който се извършва дейността балансиране (отчетна стойност минус натрупани към края на 2016 г. амортизационни отчисления) и необходимия оборотен капитал.

В тези активи са включени: компютърна и комуникационна техника (компютри и офис техника на персонала, осъществяващ дейността), други дълготрайни материални активи (специализирано офис оборудване, напр. видео стена за диспечерско наблюдение, климатична система) и офис мебели, както и дълготрайни нематериални активи (софтуер и програмно осигуряване за работата на персонала, зает с тази дейност). Балансовата стойност на дълготрайни материални активи, свързани с дейността е 27.74 хил. лв. В групата на активите не са включени сгради и конструкции, както и активи, придобити за сметка на финансираня или по безвъзмезден начин.

Необходимият оборотен капитал е определен като 1/8 от оперативните парични разходи, включително разходите за закупуване на природен газ за физическо балансиране, съгласно чл. 16, ал. 5 от Методиката. Разходите за закупуване на природен газ за физическо балансиране са остойностени по действащата през I тримесечие на 2017 г. пределна цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, без включена такса пренос по газопреносната мрежа. Необходимият оборотен капитал е в размер на 703.58 хил. лв.

С оглед горното, „Булгартрансгаз“ ЕАД е формирало база на възвръщаемост на стойност 731.32 хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост на капитала

Съгласно чл. 17 от Методиката нормата на възвръщаемост на капитала се определя като норма преди данъчно облагане и е равна на среднопретеглената цена на капитала, изчислена за общия капитал на балансъора. По предложение на балансъора КЕВР одобрява норма на възвръщаемост на собствения капитал или определя целева норма на възвръщаемост на капитала.

За оценка на цената на собствения капитал заявителят е използвал „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА). За изчислението на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостовия коефициент β (power) за страните от Западна Европа в размер на 0.60 за 2017 г. по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов същият запазва размера си 0.60 предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да ползва привлечени средства. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8.40%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5.69%) и премията за специфичния за държавата риск (2.71%) по актуализирани данни от месец януари 2017 г. от посочения по-горе сайт. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет 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 изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 2.270%, като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период януари - декември 2016 г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е изчислило и предложило среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8.12% преди данъчно облагане, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7.31%.

Предвид гореизложеното, възвръщаемостта, изчислена върху базата на възвръщаемост възлиза на 59.40 хил. лв.

II. Годишно прехвърлена сума от сметката за неутралност при балансиране

В предложението за изчисляване на разходната компонента балансърът не е включил корекция на база освобождаване на сметката за неутралност при балансиране, тъй като разходната компонента на природния газ за балансиране се определя за първи ценови период по Методиката.

III. Сумарен годишен дисбаланс

Съгласно чл. 13 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е прогнозирано сумарно количество търговски годишен дисбаланс за двете балансови зони (зона „Национална газопреносна мрежа“ и зона „Газопреносна мрежа за транзитен пренос“) в размер на 156 000 хил. м³ природен газ, равняващи се на 1 659 840 MWh природен газ в енергийни единици. Това количество се равнява на 4% от предварителните прогнози за пренесени количества за 2017 г. за двете балансови зони извън количествата за пренос по дългосрочния договор за пренос между „Булгартрансгаз“ ЕАД и ООО „Газпром экспорт“. Определянето на прогнозните количества дисбаланс се базира на статистически анализ на отчетна информация за реализираните отклонения между заявени количества за пренос и реално пренесените количества природен газ.

С оглед гореизложеното, предвид анализа на представените данни в подаденото от

„Булгартрансгаз“ ЕАД заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г. за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране, и подкрепящите го документи и обосновки, Комисията приема, че дружеството е изчислило размера на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране в съответствие с изискванията на Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс. Предложеният размер на елементите, формиращи разходната компонента на природния газ за балансиране е икономически обоснован. Аргументите на заявителя относно прогнозния размер на разходите, формиращи необходимите годишни приходи на разходната компонента са основателни. Предложената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена въз основа на актуални данни и в съответствие с правилата на Методиката, като цели осигуряване възможност на оператора на газопреносна мрежа да извършва задълженията си по дейността балансиране при спазване на принципа за неутралност.

Съгласно чл. 189, ал. 3 от ЗЕ, разходите на оператора на газопреносна мрежа за изпълнение на функциите по организиране на балансирането на пазара на природен газ в съответствие с Правилата за търговия с природен газ се признават за икономически обосновани разходи по чл. 31, т. 2 от закона. Предложеният размер на разходната компонента е обоснован, отчитайки обстоятелството, че се касае за утвърждаване на тази компонента за първи ценови период съгласно Методиката, т.е. при условията на липса на отчетни данни за реално направени разходи за дейността балансиране. Прилагането на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране ще стимулира ползвателите на територията на страната да балансират ефикасно балансовите си портфолия и по този начин гарантира формирането на недискриминационни такси за дисбаланс за ползвателите на газопреносните мрежи, при условията на временни мерки съгласно Доклада за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26.03.2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, одобрен с Решение № ВМ-1 от 29.09.2015 г. на КЕВР.

Изказвания по т.1:

Докладва Р. Тахир. Работната група е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-35 от 07.02.2017 г., който е във връзка със заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД и съдържащо предложение за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за първи ценови период. Докладът е приет от Комисията с Протокол № 25 от 10.02.2017 г. На 16.02.2017 г. е проведено обществено обсъждане с представители на Министерство на енергетиката, „Булгаргаз“ ЕАД, „Булгартрансгаз“ ЕАД, Българска асоциация Природен газ, Българска газова асоциация, Граждански контрол и представител на етажна собственост. Работната група е посочила в доклада направените коментари по време на общественото обсъждане. В 14-дневния срок са постъпили писмени становища от участниците в обсъждането. В тях са повторени направените по време на заседанието коментари. Работната група е работила върху този проект на решение, който е приет от Комисията и след това е подложен на обществено обсъждане. Към него са допълнени становищата и част от мненията на общественото обсъждане. В хода на общественото обсъждане представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са направили предложение да се въведе тестови период. Това предложение се поддържа и в изпратеното становище, което е входирано в Комисията на 02.03.2017 г. Предложенията на дружеството са в две насоки. Едното предложение е разходната компонента да бъде утвърдена от 01.03.2017 г., а другото предложение е да бъде въведен тестови период. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че този период е необходим за подготовката и тестването на софтуера. Предвидени са разяснителни срещи с ползвателите по отношение на режима за балансиране и обучение за работа с новия софтуер. Предложението е тестовият период да бъде до 01.10.2017 г. Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) и „Дексиа България“ ООД имат идентични становища. Основните им въпроси са свързани с оперативните годишни разходи за персонал, брой на персонала и задълженията на служителите. Те считат, че

разходната компонента трябва да влезе едновременно с входно-изходния тарифен модел и определянето на цената за достъп и пренос по газопреносната мрежа. Според тях операторът не разполага със софтуер, който да предоставя данни в рамките на деня за всяка входна и изходна точка, както и че част от тези разходи се дублират с цената, която в момента е действаща за пренос по газопреносната мрежа. Становището на Българска газова асоциация е в същия аспект: за броя и задълженията на лицата и че разходите за балансиране са част от действащата цена за пренос, която е в размер на 19,73 лв. Поставени са и въпроси относно социалните разходи. „Булгаргаз“ ЕАД също има въпроси спрямо персонала. Дружеството е посочило, че според него количеството от 156 000 000 м³ за балансиране е завишено. Работната група е изисквала допълнителна информация от „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка с тези становища. В рамките на същия ден, когато е изпратено писмото дружеството е представило своя отговор. Относно опасенията и твърденията на всички заинтересовани лица, че разходите за дейността за балансиране по някакъв начин се включват в цената от 19,73 лв./1000 м³ Тази цена е утвърдена на 10.02.2005 г. и е изготвена на база прогноза на 2003 г. Тогава персоналът е наброявал осем души. В момента *Главно диспечерско управление* има персонал от 30 души, три отдела и обособено звено *Търговско диспечирание*, като са отделени осемнадесет души, които да се занимават с тези дейности. Следва да се има предвид, че социалните разходи, които са определени за този персонал са на база колективен трудов договор за 2016 г. В хода на производството е посочено, че тези 18 души са назначени през месец декември във връзка точно с тези дейности и Регламента. Новите дейности по балансирането произтичат от Регламент № 312 от 2014 г. Работната група счита, че са недоказани твърденията за дублиране на дейностите в Правилата за търговия с природен газ, Правилата за балансиране с природен газ и доклада за прилагане на временни мерки. В Комисията има входирано заявление за определяне на необходими приходи, въз основа на които ще се определят цените за достъп и пренос. В това писмо дружеството декларира, че няма да има дублиране на дейностите по балансиране и дейностите за достъп и пренос. Работната група счита, че не са доказани твърденията, че има завишено прогнозно количество сумарен годишен дисбаланс за 2017 г., тъй като „Булгартрансгаз“ ЕАД е определило тези данни на база анализ на статистическата информация за реализираните отклонения между заявените количества за пренос и реално пренесените количества. Предложеното количество сумарен търговски дисбаланс за двете балансови зони представлява очакваното сумарно количество на дневни индивидуални търговски дисбаланси и не е очакваното количество за месечните дисбаланси в края на месеца. Има предвидена сметка за неутралност, която в края на всеки ценови период предвижда (ако има разлика между прогнозните и отчетните данни) това да се коригира за следващ период. Работната група счита, че е аргументирано да се приеме тази разходна компонента, имайки предвид, че софтуерът все още не е закупен и влязъл в експлоатация. Предложението към Комисията е разходната компонента да бъде утвърдена от 01.05.2017 г. В същото време работната група счита, че не е обосновано да бъде въведен тестови режим, защото е в противоречие с действащата нормативна уредба. Никъде в Правилата за търговия с природен газ, Правилата за балансиране и Методиката не е записано, че може да се въведе тестови период. Няма как със свой административен акт Комисията да въведе този период със срок до 01.10.2017 г. Следващото заявление за утвърждаване на разходната компонента би следвало да бъде 55 дни преди следващата газова година 2017 г. – 2018 г., която започва на първи октомври. Работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

I. Утвърждава, считано от 01.05.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

II. Елементите, формиращи разходната компонента на цената на природния газ за балансиране са, както следва:

- 1. Необходими годишни приходи за дейността балансиране – 1508 хил. лв.;*
- 2. Сумарен годишен дисбаланс – 156 000 хил. м³;*
- 3. Норма на възвръщаемост на капитала – 8.12%.*

С. Тодорова каза, че има технически въпрос. Сигурна ли е работната група, че тази разходна компонента е в MWh?

Р. Тахир отговори, че е в MWh, защото в Методиката е посочено, че разходната компонента се утвърждава в MWh.

С. Тодорова обърна внимание, че това малко си противоречи с компонентите, защото дисбалансът е в м^3 .

Р. Тахир отговори, че се дели на 10,64.

И. Иванов направи забележка на Р. Тахир и каза, че трябва да изчака С. Тодорова да завърши изказването си и тогава да отговори.

С. Тодорова каза, че знае как се превръщат м^3 . Не влиза ли вътре калоричността? Не може да се изчисли, когато е представено по този начин.

Р. Тахир отговори, че в Правилата за балансиране и Методиката е посочено, че се утвърждава в MWh. В доклада е поместена таблица, в която е посочено как се обръщат стойностите.

С. Тодорова каза, че въпросът е относно това, че решението трябва да бъде ясно. Ако се разделят 1 508 000 лв. на 156 000 000 м^3 , ще се получи нещо различно, което ще бъде в различна дименсия. Как след това ще се отиде към цената за балансиране в MWh?

Г. Дечева отговори, че в доклада е упоменат какъв е сумарният годишен дисбаланс в хиляди кубични метра. След това е превърнат в MWh. В Методиката е записано, че цената за дисбаланс и разходната компонента се определят в дименсия лв./MWh. Затова е изчислена в MWh, както е представено в самото решение. В самия доклад е показана и в лева, но тя ще бъде начислявана в лв./MWh.

С. Тодорова каза, че иска, когато задава въпроси, експертите от работната група да слушат какво ги питат, а не да казват това, което са решили да кажат. С. Тодорова обърна внимание, че е казала, че от края на решението не може да се направи извод как се е стигнало до тези изчисления. Записаното в доклада остава в него. Казаното до този момент не е отговор на поставения въпрос.

И. Иванов каза, че според него в целия доклад трябва да се използва една и съща единица.

С. Тодорова обърна внимание, че не става дума за доклада. Това е решение, което трябва да съдържа информация, от която човек да може да провери дали стойностите са такива. В решението има две числа, които не водят до резултата.

Р. Тахир каза, че може би трябва да се допълни средна висша калоричност на природния газ.

А. Йорданов каза, че според него в проекта на решение годишното количество за сумарния дисбаланс, което е в хиляди кубични метра, следва да е указано на колко MWh отговаря, за да може това изчисление да бъде направено коректно и в окончателното решение. Може да се добави към количеството съответстващо на X MWh.

И. Иванов запита работната група дали е разбрала казаното от А. Йорданов. Сумарният годишен дисбаланс трябва да се преобразува по определен начин в енергийни единици. За да се достигне до предложението за утвърждаване на разходната компонента в лв./MWh, очевидно е преминато от тези 156 000 000 м^3 в енергийна единица MWh. Няма как по друг начин м^3 да изчезнат и да се появят MWh.

А. Йорданов каза, че предложението му е съвсем конкретно: изречението да бъде продължено по следния начин: „съответстващо на ...MWh“.

И. Иванов каза, че това задължително трябва да бъде направено.

С. Тодорова каза, че иска да коментира и самото решение, а не само този технически момент. Има редица опасения относно датата, от която ще се прилага тази разходна компонента. По време на докладването е казано, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще има софтуер до началото на месец май. От записаното относно прилагането на една цена от същата дата излиза, че това е доста рисковано. С. Тодорова каза, че иска да говори за всички рискове, за които се е досетила, защото има и други, които ще възникнат при прилагането на тази цена: готовността на „Булгартрансгаз“ ЕАД, готовността на

„Булгаргаз“ ЕАД, готовността на всички потребители. В този случай ще бъдат засегнати почти 100% от потребителите на природен газ. Битовите потребители са много малко, но за сметка на това всички останали са големи потребители и като се имат предвид количествата, е възможно тези плащания да бъдат в голям размер. Особено притеснение будят топлофикациите, които нямат абсолютно никаква готовност и вероятно до този момент са negliжирали предстоящото въвеждане на тази такса. Те ще бъдат в най-тежко положение от гледна точка на това, че при тях прогнозирането е много по-трудно, отколкото при производителите, които ползват природен газ. От написаното в доклада и проекта на решение излиза, че тази компонента ще се прилага пет месеца. Още в началото, след два месеца, трябва да се подаде заявление за нова такава. Новата компонента, която ще се утвърди теоретично от 01.10.2017 г., няма да се различава от сега утвърдената, защото няма да има разлика в разходите и другите доказателства. На практика Комисията ще утвърди същата компонента или много близка до нея, но ще се извърви цялата процедура. С. Тодорова каза, че според нея чл. 24, ал. 4 не бива да се прилага за първата година. В този член се казва, че 55 дни преди началото на всяка газова година трябва да се подаде заявление. В този случай сроковете са много кратки за прилагане на една цена, както и да се очаква нейната промяна, а най-вероятно тя няма да бъде и променена. Всеки пазар, на който се въвежда нов елемент, трябва да бъде тестван по някакъв начин. Този срок от два месеца е изключително кратък и могат да се появят сериозни сътресения. С. Тодорова допълни, че е сигурна, че не се е сетила за всички проблеми, които могат да възникнат. Един от проблемите е, че до момента Комисията не е признавала разходи за дисбаланс на топлофикациите в регулираните им цени. Този разход дори не съществува в наредбите. Някой може да каже, че има и други разходи, но топлофикациите ще подадат заявленията си за нови цени до края на месеца. Това ще бъде направено в съответствие с действащите наредби и указания. Не е ясно как Комисията ще третира този разход. Ако не се признае или се признае част от него в крайните цени, всичко ще остане за сметка на топлофикациите. В електроенергетиката се признава част от дисбаланса и има правила, по които тези разходи се включват в цените на крайните потребители. Тук няма такива правила. Има доста неясни неща и затова 01.05.2017 г. е твърде кратък срок. Няма разпоредба, която да казва кой е крайният срок за въвеждане. Няма нормативна разлика дали ще бъде след два месеца, или след пет месеца, но тази дата трябва да бъде преосмислена от гледна точка на проблемите, които могат да възникнат.

А. Йорданов каза, че споделя част от опасенията на С. Тодорова, но в същото време може да изложи аргументи, които са противоположни на изказаните. Регламент № 312 е в сила от месец април 2014 г. Всички специфики (в това число и националните) вече са отразени в текста на Регламента. Поради това е предвидена възможност за временни мерки, които да заместват определени разпоредби в Регламента. Всичко, което се коментира във връзка с таксата за дисбаланс е в резултат от изпълнение на временни мерки, които Комисията е утвърдила през месец октомври 2015 г. Пазарните участници са имали достатъчно време да се запознаят с разпоредбите на Регламента и с утвърдените от Комисията временни мерки, които са подлагани на обществено обсъждане преди да бъдат внесени за разглеждане. Самият заявител е посочил желаната от него дата за утвърждаване на разходна компонента и тя е 01.05.2017 г. Комисията няма друго предложение. Част от опасенията нямат почва, защото голяма част от топлофикациите не са балансиращи ползватели на мрежата, т.е. на този етап дисбалансът няма да се агрегира при тях. Ако има такси за дисбаланс, те ще бъдат приложени по отношение на балансиращия ползвател, който е „Булгаргаз“ ЕАД, а не по отношение на самите топлофикации. А. Йорданов каза, че подкрепя направеното предложение. Това не е акт на Комисията чрез който може да се разгледа подобно предложение относно тестовия период. Процедурата е относно утвърждаване на разходна компонента. Това е можело да се случи чрез редакция на Правилата за балансиране, които е очевидно, че няма време да се променят. Предстоят летни месеци, които са извън отоплителния сезон и логиката кара да се предполага, че дисбалансите биха били по-малки като размер, т.е. разходите за

балансиране, които дружествата ще направят ще са относително по-малки спрямо следващия отоплителен сезон. Такава мярка би подействала дисциплиниращо по отношение на тези, които подлежат на балансиране. Вредите за тях са условни, защото зависят от тяхното поведение като ползватели. Вредите ще бъдат относително по-малки, но от друга страна прилагането на такава такса ще ги накара да предприемат необходимите мерки да пристъпят към балансиране. Очевидно Регламент № 312 е адресиран основно към операторите и ползвателите на мрежата. Не е случайно, че не са предвидени контролни функции от страна на регулатора. Регулаторът има функции, които са сведени до определени неща, които в общия случай са до одобряване на временни мерки, до преценка дали е необходимо тези временни мерки да бъдат прилагани в този обем и това естество. Всички останали действия са действия, които са предписани директно на оператора на преносната мрежа. Регулаторът не може и не бива да поема отговорност за това, че търговските участници или операторът не са готови за прилагането на европейски регламент.

С. Тодорова каза, че когато регулаторът въвежда изпълнението на изисквания по регламенти, трябва да бъде сигурен и в това, че са налице съответните пазарни условия. С. Тодорова допълни, че очаква сериозни турбуленции във връзка с тази такса. Прибързаното ѝ въвеждане ще постави Комисията в много неблагоприятно положение, независимо от мнението, че тя е встрани от този процес. Когато започнат да постъпват жалби и питания, тогава ще се окаже, че КЕВР не е толкова встрани от процеса. Казано е, че няма друго искане освен влизането в сила от 01.05.2017 г. Това е така, но има и друго искане, което е за преходен период след тази дата. С. Тодорова каза, че е съгласна, че Комисията не може официално да въведе преходен период, но таксата трябва да влезе в сила от по-късна дата и неформално да бъде осигурено време за тестови период. Това трябва да бъде записано някъде в обяснителната част на решението и като аргумент защо се приема по-късна дата. С. Тодорова каза, че поддържа своето мнение и не е съгласна с част от изказванията.

И. Иванов каза, че решението се отнася само до утвърждаване на компонентата на природния газ за балансиране за първия ценови период. Не е подходящо в това решение да присъства тестови период, защото той касае само тази компонента. В същото време от представените становища на дружествата се вижда, че е отправено предложение целият пакет на входно-изходен тарифен модел и режим на балансиране на дневна база (включително прилагането на таксата за дисбаланс) да бъде въведен от предстоящата газова година, която започва от месец октомври 2017 г. Ако Комисията излезе с това решение, възможно ли е да постъпи предложение по което Комисията отделно да се произнесе относно целия този пакет? Очевидно е, че не става въпрос само за дневната такса за дисбаланс. Възможно ли е това да стане?

С. Тодорова отговори, че това не е предмет на решението, но ако Комисията веднъж реши, че тази цена влиза в сила от 01.05.2017 г., след това не може да се направи нещо. Ако Комисията каже, че цената влиза в сила от 01.10.2017 г., няма да има значение дали се е забавила с три месеца или пет месеца. Разликата в това отношение не е голяма, но ефектът може да бъде много голям. В решението трябва да се запише, че причината е, че ще бъде засегнат широк кръг от потребители, че на Комисията не е известно да има подготовка в това отношение. Топлофикациите по никакъв начин не са дали индикация. Не е ясно дали въобще са разбрали какво се предлага да се приеме. Вярно е, че това не е проблем на КЕВР, но от друга страна тя е длъжна да съобразява конкретните условия. Възприема се административен подход само защото дружеството е казало цената да влезе в сила от 01.05.2017 г., но без да се вземе предвид искането за тестови период. Приема се едното, без да се обръща внимание да другото. Тези две условия трябва да бъдат комбинирани и да има някакъв тестови период. Комисията не може да променя датата за влизането в сила на цената, след като веднъж вече е приета. Цената ще бъде същата и в началото на газовата година. Няма как да бъде различна.

И. Иванов запита дали подготовката ще бъде същата и дали резултатите няма да са

същите в началото на газовата година. А. Йорданов е обърнал внимание кога е влязъл в сила Регламент № 312. През месец октомври 2015 г. Комисията е приела временните мерки, но реално няма никаква подготовка от страна на същите тези дружества.

С. Тодорова каза, че Комисията не веднъж е коментирала, че „Булгартрансгаз“ ЕАД действа с голямо закъснение и в срокове, когато се преплитат приемането на нормативна уредба и въвеждането ѝ в действие. Дружеството е в нарушение.

А. Йорданов каза, че според действащата Методика, ако Комисията сега утвърди разходна компонента от 01.10.2017 г., това на практика означава, че ще се определи разходна компонента, която няма да се прилага нито един ден, защото от 01.10.2017 г. би следвало да има нова разходна компонента и ново формиране на такса за дисбаланс. Това е абсурдно решение. Ще се каже, че се определя разходна компонента, считано от датата, когато нейното действие приключва. Липсата или присъствието на такса за дисбаланс не е оправдание за прилагането на регламента в цялост. Има разпоредби, които действат въпреки временните мерки, които са одобрени от Комисията и въпреки това дали е одобрена такса за дисбаланс. Очевидно искането на самите заявители е по-широко от чистото прилагане на таксата за дисбаланс. Искане се тестви период по отношение на всички мерки, които са свързани с балансирането, а не само по отношение на таксата за дисбаланс.

С. Тодорова каза, че в момента се решава влизането в сила на тази такса, т.е. Комисията не може да вземе друго решение. С. Тодорова обърна внимание, че относно твърдението, че таксата няма да се прилага нито един ден няколко пъти е обяснила, че според нея е нелогично от 01.10.2017 г. да се определя нова такса, която ще бъде същата. Първият регулаторен период трябва да бъде по-дълъг от една година, а не сега да бъде само няколко месеца и след това да идва втори период.

А. Йорданов каза, че по този начин се предлага да се направи поредица от нарушения на Методиката, която е одобрена от Комисията. В нея има фиксиран период и няма изключения по отношение на първата година. Комисията трябва да се произнесе веднъж извън обхвата на заявлението и след това да се произнесе относно тестови период, заобикаляйки Методиката. Втори път трябва да се наруши разпоредбата от Методиката и през месец октомври да не се определи нова разходна компонента. Компонентата може да бъде същата, но може и да не бъде.

С. Тодорова каза, че нейната цел не е да предлага поредица от нарушения. Целта е чисто прагматична.

И. Иванов запита дали навсякъде в подадените становища от Министерство на енергетиката, „Булгаргаз“ ЕАД, БФИЕК, Българска асоциация Природен газ и Българска газова асоциация се иска въвеждането на тестови период.

Р. Тахир отговори, че няма подадено становище от Министерство на енергетиката. БФИЕК, „Дексиа България“ ООД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД искат въвеждане на тестови период. Единствено Българска асоциация Природен газ не иска въвеждането на тестови период. Работната група се е запознала в детайли с предложенията на „Булгартрансгаз“ ЕАД и на ползвателите. Идеята на дружеството е компонентата да се одобри от 01.05.2017 г. и всеки да знае каква ще бъде стойността на разходната компонента, да се направи цената за балансиране, която да се начислява на ползвателите ефективно, но да не се заплаща, а да се урежда както е според сегашния режим – в натура до 01.10.2017 г. Така ще се види как се движат дисбалансите. Проблемът е, че няма нормативна уредба чрез която да се въведе тестови период.

С. Тодорова обърна внимание, че не предлага да се въвежда тестови период. Това обяснение на Р. Тахир е само загуба на време. Предложението е това решение да се приеме с по-късна дата. През това време ще се предлага утвърдената цена, за да се направи този тест. Формално това няма да бъде тестови период, който е определен от Комисията.

И. Иванов каза, че проектът на решение трябва да бъде преработен не само в диспозитива, но и в текстовата част, ако се реши да бъде върнат. В представения текст има

аргументи защо цената трябва да бъде въведена от 01.05.2017 г. и защо се отказва приемане на прилага от 01.10.2017 г.

А. Йорданов каза, че трябва да има предложение за връщане на проекта на решение, което да бъде подложено на гласуване.

И. Иванов каза, че само разсъждава по този въпрос. Може ли Комисията да излезе със сега записаното решение и ако постъпи конкретно предложение за отлагане на целия пакет нормативни документи, свързани с балансирането, то да се разгледа в отделно решение, независимо, че разходната компонента ще бъде утвърдена от 01.05.2017 г.? И. Иванов запита Е. Маринова дали това е възможно.

Е. Маринова отговори, че Комисията не може да излезе с решение относно този пакет от документи, защото всички те са нормативни актове. Това може да стане само с тяхното изменение. Това налага изменение на Правилата за балансиране с такава норма, която да дава основание за тестови период или отлагане на действието им. Това не може да бъде решение на Комисията, защото по своята същност това означава КЕВР да спре действието на нормативен акт, което не е възможно. Действието и прилагането на норми от нормативен акт става само с норма в самия нормативен акт, която да казва, че целите Правила за балансиране се прилагат от по-късна дата. В настоящата ситуация това означава да се променят самите Правила за балансиране и в тях да се приеме такава норма.

И. Иванов обобщи, че предложението този пакет от документи да бъде въведен през 01.10.2017 г. е невъзможно, защото това трябва да стане чрез промяна във всеки един от нормативните актове в пакета.

Е. Маринова каза, че става въпрос за Правилата за балансиране, Методиката за балансиране, Правила за търговия, Методиката за цените. Всички тези документи имат нормативен характер.

И. Иванов запита как ще се съчетае с нормативната уредба, ако се запише друга дата, която да бъде различна от 01.05.2017 г.

Е. Маринова отговори, че датата има отношение само към конкретното решение, т.е. от кога ще се прилага разходната компонента, която е предмет на решението.

А. Йорданов каза, че разходната компонента от таксата за дисбаланс не се прилага самостоятелно. Тя може да се приложи едва когато дружеството формира такса за дисбаланс по Методиката.

И. Иванов каза, че това следва решението на Комисията.

А. Йорданов каза, че ако дружеството иска да не прилага такса за дневен дисбаланс, следва да направи това на своя собствена отговорност.

С. Тодорова обърна внимание, че датата 01.05.2017 г. е необоснована, защото в заявлението тя е обвързана с друга дата и с други условия. Затова тази дата увисва. Защо да не бъде от утре или от 01.06.2017 г.?

И. Иванов запита дали е възможно да се вземе компромисно решение и датата да не бъде 01.05.2017 г. или 01.10.2017 г. Може да има тримесечен срок, в който би трябвало да се даде възможност включително и газовите дружества да се подготвят за въвеждането на разходната компонента.

А. Йорданов запита дали по този начин дружествата ще се подготвят.

И. Иванов каза, че може да са подготвени и след шест месеца, но поне ще се даде по-голям срок.

А. Йорданов запита дали ще се даде още време, освен тези две години, които вече са дадени.

И. Иванов отговори, че разбира казаното от А. Йорданов и допълни, че търси някакво компромисно решение. Може да бъде от 15.06.2017 г. и по този начин ще има три месеца до въвеждането.

С. Тодорова каза, че не е добре това да се прави в средата на месеца. Датата трябва да обхваща цял месец.

И. Иванов каза, че търси съгласие сред членовете на Комисията.

А. Йорданов каза, че може да се престъпи към гласуване, ако няма други предложения.

И. Иванов прочете проекта на решение, предложен от работната група:

I. Утвърждава, считано от 01.05.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

II. Елементите, формиращи разходната компонента на цената на природния газ за балансиране са, както следва:

- 1. Необходими годишни приходи за дейността балансиране – 1508 хил. лв.;*
- 2. Сумарен годишен дисбаланс – 156 000 хил. м3;*
- 3. Норма на възвръщаемост на капитала – 8.12%.*

И. Иванов обърна внимание, че С. Тодорова предлага алтернативно решение:

I. Утвърждава, считано от 01.10.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

С. Тодорова обърна внимание, че предлага и преработване на текстовата част на решението относно аргументите в него.

И. Иванов обобщи, че се предлага връщането на проекта на решение.

И. Иванов каза, че търси компромис, защото е запознат с притесненията на газовите дружества и предложи в решението да бъде записано:

I. Утвърждава, считано от 15.06.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

При този вариант текстовата част може да бъде запазена.

И. Иванов подложи на гласуване предложението на С. Тодорова: връщане на проекта на решение и преработването му, за да се утвърди разходна компонента на цената на природния газ за балансиране, считано от 01.10.2017 г.

Предложението на С. Тодорова не се приема с **четири гласа „против“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Светла Тодорова гласува „за“.

И. Иванов подложи на гласуване направеното от него предложение: *Утвърждава, считано от 15.06.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.*

Предложението на И. Иванов не се приема с **четири гласа „против“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

И. Иванов гласува „за“.

И. Иванов подложи на гласуване проекта на решение, представен от работната група:

I. Утвърждава, считано от 01.05.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

II. Елементите, формиращи разходната компонента на цената на природния газ за балансиране са, както следва:

- 1. Необходими годишни приходи за дейността балансиране – 1508 хил. лв.;*
- 2. Сумарен годишен дисбаланс – 156 000 хил. м3;*
- 3. Норма на възвръщаемост на капитала – 8.12%.*

Предложението на работната група се приема с **четири гласа „за“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в

енергетиката.

Светла Тодорова гласува „против“.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 24, ал. 8 и §2 от Преходните и заключителни разпоредби на Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.05.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

II. Елементите, формиращи разходната компонента на цената на природния газ за балансиране са, както следва:

1. Необходими годишни приходи за дейността балансиране – 1508 хил. лв.;
2. Сумарен годишен дисбаланс – 156 000 хил. м³ (1 659 840 MWh);
3. Норма на възвръщаемост на капитала – 8.12%.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров.

Решението е взето с **четири гласа „за“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Светла Тодорова гласува „против“.

Р. Осман каза, че Комисията трябва да бъде последователна не само относно сектор „Природен газ“. Дружествата са притеснени и в сектор ВиК. Трябва да има последователност. Всичко това е трябвало да се каже и относно ВиК дружествата.

И. Иванов каза, че тези коментари ще бъдат чути, защото в сектор ВиК има много бизнес планове, които трябва да бъдат разгледани от Комисията.

По т.2. Комисията, след като разгледа подадените от „Овергаз мрежи“ АД, заявления за одобряване на актуализирани бизнес планове за лицензираните територии: Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище; „Изток“; „Запад“; „Север“ и „Юг“ за периода 2015-2019 г. и доклад с вх. № Е-Дк-100 от 08.03.2017 г., установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило писмо с вх. № Е-15-57-36 от 11.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с приложен актуализиран бизнес план за периода 2015-2019 г. за териториите на: Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище; „Изток“; „Запад“; „Север“ и „Юг“. Със Заповед № 3-Е-174 от 14.10.2016 г. е сформирана работна група, която да извърши проверка на актуализирания бизнес план от „Овергаз Мрежи“ АД за съответствие с Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

С писмо с изх. № Е-15-57-36 от 18.10.2016 г. от дружеството е изискано да представи допълнително следните данни и документи: заявления с искане за одобряване на актуализирани бизнес планове за периода 2015-2019 г. за всяка от териториите на издадените му лицензии; документи за платени такси за разглеждане на заявленията за одобряване на актуализираните бизнес планове съгласно чл. 1, ал. 1, т. 5 от Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката (ЗЕ); подробна обосновка относно исканата актуализация на бизнес плановете за периода 2015-2019 г.; както и обосновка относно конфиденциалността на информацията в приложените от дружеството документи предвид обстоятелството, че е

поставен печат за фирмена конфиденциалност на всяка страница в приложения бизнес план.

С писмо с вх. № Е-15-57-36 от 27.10.2016 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило заявления с искане за одобряване на актуализирани бизнес планове за периода 2015-2019 г. за лицензираните територии, както следва:

- заявление с вх. № Е-15-57-41 от 27.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за актуализация на одобрения бизнес план за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2015-2019 г.;

- заявление с вх. № Е-15-57-42 от 27.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за актуализация на одобрения бизнес план за територия „Изток“, включваща 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 2015-2019 г.;

- заявление с вх. № Е-15-57-43 от 27.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за актуализация на одобрения бизнес план за територия „Запад“, включваща общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2015-2019 г.;

- заявление с вх. № Е-15-57-44 от 27.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за актуализация на одобрения бизнес план за територия „Юг“, включваща общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.;

- заявление с вх. № Е-15-57-45 от 27.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД с искане за актуализация на одобрения бизнес план за територия „Север“, включваща обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2015-2019 г.

Дружеството е представило документ за платени такси за разглеждане на заявленията, подробна обосновка за исканата актуализация на бизнес плановете и обосновка относно твърденията за конфиденциалност на предоставената информация.

Предвид факта, че в представените актуализирани бизнес планове за периода 2015-2019 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.

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

„Овергаз Мрежи“ АД е акционерно дружество, вписано в Търговския регистър към Агенцията по вписванията с ЕИК 1305334325, 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 Дончев, Михаил Захманов и Георги Дончев и се представлява от Михаил Захманов.

С Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. КЕВР е дала разрешение за преобразуване на лицензиант чрез вливане на „Овергаз Изток“ АД, „Овергаз Юг“ АД, „Овергаз Запад“ АД и „Овергаз Север“ ЕАД в „Софиягаз“ ЕАД и е издала на „Софиягаз“ ЕАД, ново наименование „Овергаз Мрежи“ АД нови лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, считано от датата на вписване на преобразуването в Търговския регистър и новото наименование на приемащото дружество. Преобразуването и промяната на наименованието на „Софиягаз“ ЕАД на „Овергаз Мрежи“ АД са вписани в Търговския регистър към Агенцията по вписванията на 23.04.2015 г.

„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 територия „Север“ включваща общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски и обособена територия „Дунав“, 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 територия „Изток“ включваща 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 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 територия „Юг“ включваща общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, за срок от 25 години.

С Решение № Л-438 от 30.03.2015 г., на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ, КЕВР е одобрила бизнес планове за териториите на издадените лицензии за периода 2015-2019 г. и бизнес план за периода 2015-2019 г. за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище. Съгласно чл. 13, ал. 6 от НЛДЕ, актуализирането на бизнес план в рамките на срока на действие на одобрения бизнес план се извършва с решение на Комисията по заявление на лицензианта. По аргумент от чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ, актуализираният бизнес план следва да съдържа посочените в тези разпоредби задължителни реквизити. 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.

Анализ на изпълнение на бизнес плановете на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираните територии за 2015 г.

„Овергаз Мрежи“ АД е планирало за 2015 г. на лицензираните територии да изгради 14 109 м газоразпределителна мрежа (ГРМ), в т.ч. разпределителни газопроводи и отклонения към клиенти. Изградени са 19 498 м, което представлява 138% от предвиденото в одобрените бизнес планове на дружеството.

Планираните инвестиции за 2015 г. са в размер на 4 141 хил. лв., а извършените инвестиции са 4 512 хил. лв., което е 109% от предвиденото в бизнес плановете.

Планираната обща консумация за всички клиенти за 2015 г. е в размер на 280 310 хил. м³, а реализираната през периода е 261 929 хил. м³, което е 93% от предвиденото в бизнес плановете на дружеството. Планираната обща консумация на стопанските клиенти е в размер на 229 758 хил. м³, а реализираната консумация е 214 643 хил. м³, което е 93% от предвиденото. Планираната обща консумация на битовите клиенти е в размер на 50 553 хил. м³, а реализираната консумация е 47 286 хил. м³, което е 94% от предвиденото в бизнес плановете на дружеството.

Общото изпълнение за 2015 г. по отношение на присъединяването на стопанските клиенти е 95%, а на битовите клиенти е 97%.

Актуализирани бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираните територии за периода 2015-2019 г.

Актуализираните бизнес планове са изготвени в съответствие с изискванията на чл.

13, ал. 1 и 3 от НЛДЕ, като данните за 2015 г. са отчетни, а за периода 2016-2019 г. са прогнозни. „Овергаз Мрежи“ АД обосновава исканата актуализация на бизнес плановете за периода 2015-2019 г. със следните аргументи:

Дружеството посочва, че утвърдените от КЕВР бизнес планове за периода 2015-2019 г. са изготвени с прогнози за развитие на пазара на природен газ при следните условия: излизане от икономическата криза в Република България и ръст на brutния вътрешен продукт над 2.5% на година; подобряване на инвестиционния климат в страната; значително намаляване на безработицата и увеличаване доходите на домакинствата; либерализация на енергийния пазар и намаляване с цел постепенното премахване на кръстосаното субсидиране на електрическата и топлинната енергия; забрана за извършване на лицензионна дейност от дружества без лицензии и премахване на т. нар. „гроздове“; нарастване на конкурентоспособността на природния газ спрямо алтернативите енергийни източници (електрическа енергия, топлоенергия, мазут, нафта, пропан-бутан и др.); намеса на държавата с проекти за енергийна ефективност (например ДЕЗИРЕ за домакинствата) за субсидиране на потребителите на енергия при инвестиции в икономически ефективни и екологични енергийни инсталации.

„Овергаз Мрежи“ АД обосновава предложението си за актуализиране на бизнес плановете за периода 2015-2019 г. с неосъществяването на посочените по-горе условия, освен изпълненото според дружеството последно условие.

Друг аргумент е, че съгласно изпълнението на бизнес плановете по отношение на приходите от лицензионни дейности е (...) % за дейността „разпределение на природен газ“ и (...) % за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като дружеството е получило (...) млн. лв. по-малко от планираните приходи. В тази връзка дружеството посочва, че изпълнението на плана за приходите е резултат от изпълнението на плана на продажбите и утвърдените цени от 01.12.2015 г. Съгласно одобрените от КЕВР бизнес планове за 2015 г. приходите от дейност „разпределение на природен газ“ са (...) хил. лв., а по отчетни данни са (...) хил. лв. За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ одобрените приходи за 2015 г. са (...) хил. лв., а по отчетни данни - (...) хил. лв.

По отношение броя на клиентите „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че съгласно одобрените от КЕВР бизнес планове за 2015 г., същият е (...) бр., от които (...) бр. стопански клиенти и (...) бр. битови клиенти. По отчетни данни на дружеството общият брой клиенти е (...) бр., от които (...) бр. стопански клиенти и (...) бр. битови клиенти. Видно е, че изпълнението на бизнес плановете по отношение на броя клиенти е 97%, като планът за присъединяване на нови клиенти през отчетната 2015 г. е изпълнен на (...) % при присъединени (...) броя клиенти по-малко от планираните.

Изпълнението на бизнес плановете по отношение на снабдените количества природен газ за 2015 г. е (...) %. Съгласно одобрените бизнес планове за 2015 г., количествата природен газ за снабдяване са (...) хил. м³, от които (...) хил. м³ за стопански клиенти и (...) хил. м³ за битови, а по отчетни данни дружеството е доставило (...) хил. м³, от които (...) хил. м³ за стопански и (...) хил. м³ за битови. Очакваното изпълнение на плана на продажбите за 2016 г. е с (...) % по-малко (... млн. м³) количество природен газ от планираното.

От друга страна, „Овергаз Мрежи“ АД твърди, че при изпълнение на производствената програма намалява темпът на присъединяване на нови клиенти, респективно изоставя планът за продажби на природен газ, поради спад в специфичните продажби на клиент. Средните продажби на един битов клиент са спаднали от 1.2 хил. м³ през 2007 г. на 0.91 хил. м³ през 2015 г., което е обусловено от присъединяване към ГРМ на жилища с все по-малка отопляема площ в колективни жилищни сгради; нарастване на средномесечната температура през 2016 г. спрямо 2015 г.; увеличаване броя на жилищата с реализирани енергоспестяващи мерки; свиване на разходите на част от клиентите и намаляване на средния брой членове на домакинствата поради демографски срив. Друга причина според дружеството е промяната в нагласите на домакинствата към газификация.

Направените маркетингови изследвания показват, че делът на домакинствата, които са решили да се газифицират е в порядъка на 2% от съществуващия потенциал, като 2/3 от потенциалните клиенти декларират, че не са обмисляли възможността за газифициране на жилището. Основна причина за това при потенциалните битови клиенти е високата първоначална инвестиция за изграждане на вътрешните газови и отоплителни инсталации. В тази връзка над 45% от потенциалните клиенти заявяват, че се нуждаят от подкрепа за осигуряване на необходимите им инвестиции за присъединяване към ГРМ, изграждане и преоборудване на отоплителните им инсталации за използване на природен газ. „Овергаз Мрежи“ АД твърди, че е налице спад и в потреблението на природен газ на стопанските клиенти, които намаляват консумацията на природен газ поради свиване и прекратяване на производството вследствие влошените икономически условия в страната. Общо 75% от спада при разпределението на природен газ се дължи на намаленото производство поради свито търсене и загуби на пазарни позиции, а около 12% от въвеждане на енергоефективни мерки, в т.ч. използването на отпадни горива и енергии. Дружеството посочва, че средните продажби на един стопански клиент са спаднали от 118 хил. м³ през 2007 г. на 74 хил. м³ през 2014 г. и на 72 хил. м³ през 2015 г. Според „Овергаз Мрежи“ АД факторите, които допълнително влияят на търсенето през 2015 г. са: негативните последици от икономическата криза от края на 2008 г.; липса на финансиране за преоборудване на инсталации за работа с природен газ и/или забавено финансиране вследствие на административни пречки при усвояването на средства от европейски или бюджетни източници, както и страх у инвеститорите за предприемане на инвестиция поради липса на последователна и прогнозируема политика в областта на енергетиката. Тези фактори са оказали влияние върху решението на потенциалните стопански клиенти да не предприемат инвестиционни действия за замяна на използваните от тях горива и енергоносители с природен газ.

„Овергаз Мрежи“ АД посочва и други негативни фактори, които са следствие на вредни за развитието на пазара законодателни изменения или бездействие на компетентни институции. Такъв е нелоялната конкуренция, като в тази връзка дружеството твърди, че повече от половината компресорни станции в страната се присъединяват не към ГРМ, а към газопроводи на собственици, които не са лицензианти (т. нар. „гроздове“). Това е предпоставка за „спестяване“ на разходи за сметка на безопасност и за кражби на природен газ. Последващото препродаване на природния газ на цени „под нормалната себестойност“ води до занижаване на себестойността на услугите по доставка на природния газ спрямо нормалната себестойност за пазара, до ощетяване и нелоялна конкуренция с дейността на газоразпределителните предприятия. Друг сочен от „Овергаз Мрежи“ АД негативен фактор е правният режим на изграждане на газовата инфраструктура, който не допринася за ускоряване на газификацията на домакинствата. Като примери дружеството посочва бавния инвестиционен процес по изграждане на ГРМ, обусловен от разрешителни и налагани от общини необосновани такси, както и липса на съдействие от компетентните органи при изграждане на ГРМ.

Дружеството посочва, че е изготвило актуализирани бизнес планове за периода 2015-2019 г. след анализ на отчетните данни за 2015 г. и извършените маркетингови проучвания и оценка на потенциала на лицензираните територии, като са отчетени негативните последици на финансово-икономическата криза в стопанския сектор и върху битовите клиенти. „Овергаз Мрежи“ АД счита, че предприемането на интензивна рекламна политика ще активизира присъединяването на клиентите към ГРМ и ще се отрази благоприятно върху процеса на газификация.

В тази връзка се установи, че с Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. КЕВР е одобрила на „Овергаз мрежи“ АД бизнес планове за всички лицензирани територии за периода 2015-2019 г. През 2015 г. са присъединени (...) броя клиенти по-малко от планираните за същата година в бизнес плановете, което води до по-ниска прогнозна консумация на природен газ и до неизпълнение на плана на продажбите за 2015 г. Друго ново обстоятелство е, че през 2016 г. „Овергаз Мрежи“ АД е договор за банков кредит, с който

са консолидирани: задължения към „Овергаз Инк.“ АД, банков кредит към „Банка ДСК“ ЕАД и търговски задължения, в резултат на което е променено съотношението на собствения спрямо привлечения капитал. Посочените фактори влияят върху прогнозните отчети за приходи и разходи, прогнозните счетоводни баланси и прогнозните парични потоци по години до края на периода на бизнес плановете, което обосновава необходимостта от актуализиране на одобрените бизнес планове за дейността на дружеството за периода 2015-2019 г.

I. Бизнес план за територия Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираната територия на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2016-2019 г., предвижда изграждането на 85 280 м ГРМ и 9 227 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 17 910 хил. лева. Предвидените инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цените на равнище края на 2015 г.

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

Таблица № 1

Параметър	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	2 354	3 021	3 021	3 021	3 021	14 439
	м	11 840	21 320	21 320	21 320	21 320	97 120
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	520	1 431	1 463	1 448	1 482	6 345
	бр.	1 326	2 305	2 306	2 306	2 310	10 553
ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ	хил. лв.	2 874	4 453	4 484	4 469	4 504	20 784

„Овергаз Мрежи“ АД уточнява, че за периода 2016-2019 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на SCADA в размер на 1.9 млн. лв.

В актуализирания бизнес план за лицензираната територия на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2016-2019 г.

В Столична община се прогнозира за периода 2016-2019 г. да бъдат построени 84 829 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м, 110 РЕ (...) м, 160 РЕ (...) м и 200 РЕ (...) м. За този период се прогнозира в община Божурище да бъдат построени 451 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

2. Производствена програма

Прогнозира се в края на 2019 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 103 843 хил. м³/год., реализирана от 31 363 броя клиенти.

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

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	хм ³ /г.	49 545	51 497	54 539	63 541	73 817
Битови	хм ³ /г.	23 220	24 641	26 436	28 231	30 027
ОБЩО:	хм³/г.	72 765	76 139	80 975	91 773	103 843

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

Таблица № 3

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
----------------------------	-------	------------------	---------	---------	---------	---------

Стопански	брой	650	689	795	912	1 024
Битови	брой	21 539	23 739	25 939	28 139	30 339
ОБЩО:	брой	22 189	24 428	26 734	29 051	31 363

II. Бизнес план за територия „Изток“

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Изток“ обхваща 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 2016-2019 г. е предвидено изграждането на 33 360 м ГРМ и 3 124 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 6 799 хил. лева. Прогнозираните инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище края на 2015 г.

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

Таблица № 4

Параметър	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	233	1 170	1 170	1 170	1 170	4 913
	м	1 376	8 340	8 340	8 340	8 340	34 735
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	97	477	533	549	562	2 217
	бр.	224	641	791	831	861	3 348
ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ	хил. лв.	330	1 647	1 702	1 718	1 732	7 130

За периода 2016-2019 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на SCADA в размер на 2.1 млн. лв.

В актуализирания бизнес план за територия „Изток“ дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2016-2019 г.

В община Бургас се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 7 500 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м, 110 РЕ (...) м и 160 РЕ (...) м.

В община Варна се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 4 010 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м, 110 РЕ (...) м и 160 РЕ (...) м.

В община Карнобат се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 8 100 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м, 160 РЕ (...) м и 200 РЕ (...) м.

В община Нова Загора се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 600 м, от които 32 РЕ (...) м и 160 РЕ (...) м.

В община Нови Пазар се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 2 450 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Стара Загора се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 5 380 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м и 110 РЕ (...) м.

В община Ямбол се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 5 320 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м и 200 РЕ (...) м.

2. Производствена програма

В края на 2019 г. се очаква годишната консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Изток“ да достигне 77 976 хил. м³/год., реализирана от 12 852 броя клиенти.

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

Таблица № 5

Групи клиенти	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	хм ³ /г.	58 592	59 126	60 483	63 908	68 536

Битови	хм ³ /г.	6 197	7 461	8 163	8 785	9 440
ОБЩО:	хм ³ /г.	64 790	66 587	68 646	72 693	77 976

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

Таблица № 6

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	брой	773	906	1 052	1 211	1 348
Битови	брой	8 537	9 141	9 892	10 683	11 504
ОБЩО:	брой	9 310	10 047	10 944	11 894	12 852

III. Бизнес план за територия „Запад“

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Запад“ включва общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2016-2019 г. Предвижда се изграждането на 8 292 м ГРМ и 930 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 1 727 хил. лева. Прогнозираните инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище края на 2015 г.

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

Таблица № 7

Параметър	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	358	290	290	290	290	1 518
	м	2 146	2 073	2 073	2 073	2 073	10 438
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	108	154	137	138	138	675
	бр.	167	270	220	220	220	1 097
ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ	хил. лв.	466	444	427	428	428	2 193

За периода 2016-2019 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на SCADA в размер на 1.3 млн. лв.

В актуализирания бизнес план за територия „Запад“ дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2016-2019 г.

В община Банско се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 2 852 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Кюстендил се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 1 476 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Мездра се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 404 м.

В община Монтана се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 1 252 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Петрич се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 968 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Разлог се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 1 340 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

2. Производствена програма

В края на 2019 г. се очаква годишната консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Запад“ да достигне 35 803 хил. м³/год., реализирана от 8 079 броя клиенти.

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

Таблица № 8

Групи клиенти	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	хм ³ /г.	24 824	27 365	28 209	28 848	29 895
Битови	хм ³ /г.	5 238	5 398	5 582	5 745	5 908
ОБЩО:	хм ³ /г.	30 062	32 763	33 791	34 593	35 803

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

Таблица № 9

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	брой	462	469	479	489	500
Битови	брой	6 729	6 979	7 179	7 379	7 579
ОБЩО:	брой	7 191	7 448	7 658	7 868	8 079

IV. Бизнес план за територия „Север“

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Север“ обхваща 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, Плевен и Павликени. За периода 2016-2019 г. е предвидено изграждането на 24 000 м ГРМ и 1 905 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 5 053 хил. лева. Прогнозираните за извършване инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище края на 2015 г.

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

Таблица № 10

Параметър	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	599	909	909	909	909	4 235
	м	3 954	6 000	6 000	6 000	6 000	27 954
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	170	366	347	349	355	1 587
	бр.	185	522	457	458	468	2 090
ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ	хил. лв.	769	1 275	1 256	1 258	1 264	5 822

За периода 2016-2019 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на SCADA в размер на 2.3 млн. лв.

В актуализирания бизнес план за територия „Север“ дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2016-2019 г.

В община Бяла се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 240 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Велико Търново се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 6 720 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м и 110 РЕ (...) м.

В община Горна Оряховица се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 2 650 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Исперих се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 710 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Кубрат се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 480 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Левски се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 480 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Ловеч се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 960 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Лясковец се прогнозира за периода 2015-2019 г. да се построят 240 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Павликени се прогнозира за периода 2015-2019 г. да се построят 960 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Попово се прогнозира за периода 2015-2019 г. да се построят 1 200 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Разград се прогнозира за периода 2015-2019 г. да се построят 1 200 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Русе се прогнозира за периода 2015-2019 г. да се построят 8 160 м, от които 32 РЕ (...) м, 63 РЕ (...) м и 110 РЕ (...) м.

2. Производствена програма

В края на 2019 г. очакваната годишна консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Север“ ще достигне 81 130 хил. м³/год., реализирана от 13 619 броя клиенти.

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

Таблица № 11

Групи клиенти	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	хм ³ /г.	64 258	64 764	65 439	67 543	69 603
Битови	хм ³ /г.	9 445	10 039	10 585	11 051	11 526
ОБЩО:	хм ³ /г.	73 703	74 802	76 024	78 594	81 130

Прогнозния брой клиенти с натрупване през годините на актуализирания бизнес план е посочен в Таблица № 12:

Таблица № 12

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	брой	782	886	918	949	982
Битови	брой	11 114	11 480	11 862	12 244	12 637
ОБЩО:	брой	11 896	12 366	12 780	13 193	13 619

V. Бизнес план за територия „Юг“

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Юг“ обхваща общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера. За периода 2016-2019 г., е предвидено изграждането на 6 072 м ГРМ и 615 броя прилежащи съоръжения на обща стойност 1 244 хил. лева. Прогнозираните за извършване инвестиционни разходи за периода са формирани при стоп цени на равнище края на 2015 г.

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

Таблица № 13

Параметър	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ОБЩО
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	31	212	212	212	212	881
	м	182	1 518	1 518	1 518	1 518	6 253
Инвестиции в съоръжения	хил. лв.	42	98	98	99	99	435
	бр.	104	152	156	154	153	719
ОБЩО ИНВЕСТИЦИИ	хил. лв.	73	310	311	311	312	1 316

За периода 2016-2019 г. са предвидени допълнителни инвестиции за изграждане на

SCADA в размер на 0.9 млн.лв.

В актуализирания бизнес план за лицензирана територия „Юг“ дружеството е представило основните технически параметри на предвидената за изграждане ГРМ за периода 2016-2019 г.

В община Асеновград се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 2 136 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Пазарджик се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 2 718 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Пещера се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 560 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

В община Първомай се прогнозира за периода 2016-2019 г. да се построят 658 м, от които 32 РЕ (...) м и 63 РЕ (...) м.

2. Производствена програма

В края на 2019 г. очакваната годишна консумация на природен газ от клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД за територия „Юг“ ще достигне 22 766 хил. м³/год., реализирана от 4 974 броя клиенти.

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

Таблица № 14

Групи клиенти	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	хм ³ /г.	17 424	17 826	18 234	18 799	19 218
Битови	хм ³ /г.	3 186	3 205	3 319	3 433	3 547
ОБЩО:	хм ³ /г.	20 610	21 031	21 554	22 232	22 766

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

Таблица № 15

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански	брой	311	318	326	334	342
Битови	брой	4 072	4 212	4 352	4 492	4 632
ОБЩО:	брой	4 383	4 530	4 678	4 826	4 974

3. Експлоатационна (ремонтна) програма на актуализираните бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираните територии за периода 2015-2019 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. Експлоатационната дейност, диагностиката и сервизната дейност се осъществяват от експертите в сервизните центрове на дружеството. 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.

4. Социална програма на актуализираните бизнес планове на „Овергаз Мрежи“

АД за лицензираните територии за периода 2015-2019 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; подпомагане при лечение и закупуване на лекарства с висока стойност, застраховка „Живот“.

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 социалния статус на дружеството и привличане на висококвалифицирани сътрудници.

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. 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 замяната 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; възстановяване на екологичното равновесие в регионите; подобряване и осъвременяване на инфраструктурата.

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 за дейността на дружеството са формирани при стоп цените на равнище края на 2015 г. и въз основа на прогнозното изменение 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 газоразпределителната мрежа; 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.

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.)	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:
Разходи за материали	841	759	776	803	831	4 009
Разходи за външни услуги	8 810	8 757	9 015	9 102	9 362	45 045
Разходи за амортизации	11 949	13 283	14 290	15 192	15 906	70 619
Разходи за заплати	5 154	5 473	5 576	5 676	5 776	27 655
Разходи за социални осигуровки и надбавки	973	1 367	1 394	1 420	1 446	6 601
Други разходи	2 706	3 134	3 192	3 265	3 346	15 644
Общо разходи за разпределение:	30 432	32 773	34 243	35 458	36 668	169 573

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.)	2015 г. отчет	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:
Разходи за материали	18	10	10	11	11	60
Разходи за външни услуги	1 522	1 537	1 538	1 549	1 553	7 699
Разходи за амортизации	26	20	24	24	24	119
Разходи за заплати	889	1 032	1 054	1 105	1 143	5 223
Разходи за социални осигуровки и надбавки	181	267	273	286	297	1 303
Други разходи	99	29	30	31	33	222
Общо разходи за снабдяване:	2 736	2 896	2 929	3 007	3 060	14 626

6. Структура на капитала на „Овергаз Мрежи“ АД, размер и начин на финансиране за периода на актуализираните бизнес планове

Средствата за финансиране на проектите за газификация на териториите от настоящия бизнес план покриват инвестиции в ГРМ и съоръжения, необходими за осъществяване на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Източниците за финансиране на инвестиционната програма са показани в Таблица № 18

(.....)

За целите на финансиране на инвестиционния проект за периода дружеството предвижда общо (...), от които реинвестирани собствени парични средства в размер на (...) и заеми в размер на (...) хил. лв.

През 2016 г. „Овергаз Мрежи“ АД е сключило с „УниКредит Булбанк“ АД договор за заем в размер на 160 378 хил. лв., с цел рефинансиране на задължения към „Овергаз Инк.“ АД, банкови кредити към Банка „ДСК“ АД и търговски задължения.

За периода 2017-2019 г. дружеството планира да усвои нови банкови кредити в размер на (.....) хил. лв. при срок за погасяване (...) години, с една година гратисен период, в който да бъдат обслужвани само лихвите, при лихвен процент (...) % на годишна база.

Обслужването на заемите за периода на актуализираните бизнес планове е посочено в Таблица № 19:

(.....)

7. Финансово-икономическо състояние на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2015-2019 г.

Дружеството е представило отчет за 2015 г., прогнозен баланс, отчет за паричните потоци и отчет за приходите и разходите за периода 2016-2019 г.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в Таблица № 20:

Таблица № 20

Показатели	2015 г. отчет	Прогноза			
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	139 972	126 930	135 237	144 178	154 255

Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	131 936	117 544	127 159	133 080	139 535
Счетоводна печалба (хил. лв.)	8 036	9 386	8 078	11 098	14 720
Финансов резултат (хил. лв.)	7 407	8 447	7 270	9 988	13 248
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	0.90	1.01	1.06	1.14	1.26
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	5.27	5.33	4.98	4.96	5.04
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	1.21	1.15	1.27	1.43	1.67

Общите приходи на „Овергаз Мрежи“ АД за 2015 г. от лицензионните дейности са в размер на 139 972 хил. лв., а разходите са в размер на 131 936 хил. лв. Нетната печалба за 2015 г. е на стойност 7 407 хил. лв. Сумата на актива за 2015 г. е в размер на 318 351 хил. лв., като нетекущите активи са 192 511 хил. лв., а текущите активи са 125 840 хил. лв. В края на 2015 г. основният капитал е в размер на 127 430 хил. лв., а собственият капитал е 172 860 хил. лв. Нетекущите пасиви са на стойност 121 631 хил. лв. за 2015 г., а текущите пасиви са 23 860 хил. лв.

За периода на актуализираните бизнес планове за лицензираните територии „Овергаз Мрежи“ АД прогнозира да реализира положителни финансови резултати, като от 8 447 хил. лв. за 2016 г. нетната печалба се увеличава на 13 248 хил. лв. за 2019 г.

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 126 930 хил. лв. за 2016 г. на 154 255 хил. лв. за 2019 г., основно от увеличение на приходите от продажби на природен газ, които са около 98% от общите приходи. Структурата на приходите за периода включва: приходи от продажби на природен газ на клиенти, приходи от присъединяване и други приходи. Ефективността на приходите от продажба на 100 лв. разходи се повишава, като от 107.13 лв. през 2016 г. се очаква да достигне до 109.40 лв. приход на 100 лв. разходи в края на периода.

„Овергаз Мрежи“ АД прогнозира общите разходи да се увеличат от 117 544 хил. лв. за 2016 г. на 139 535 хил. лв. за 2019 г. Разходите за покупка на природен газ имат основен дял в общите разходи за дейността, като се прогнозира същите да се увеличат от 76 263 хил. лв. за 2016 г. до 90 372 хил. лв. в края на периода. Финансовите разходи за лихви и такси нарастват от 5 613 хил. лв. за 2016 г. на 9 435 хил. лв. за 2019 г. Разходите за данъци нарастват от 939 хил. лв. за 2016 г. на 1 472 хил. лв. през 2019 г.

Сумата на актива намалява от 366 385 хил. лв. за 2016 г. на 362 900 хил. лв. в края на периода. Нетекущите активи намаляват от 192 690 хил. лв. за 2016 г. на 178 706 хил. лв. за 2019 г. Текущите активи на дружеството се увеличават от 173 695 хил. лв. за 2016 г. на 184 194 хил. лв. през 2019 г. в резултат на увеличени краткосрочни вземания и парични средства в брой.

През 2016 г. основният капитал на „Овергаз Мрежи“ АД е увеличен чрез ефективно внасяне на 50 643 хил. лв., като е в размер на 178 073 хил. лв. и се прогнозира да остане непроменен до края на периода. Собственият капитал на дружеството е в размер на 195 048 хил. лв. през 2016 г., като се прогнозира увеличение на 225 554 хил. лв. за 2019 г. вследствие на увеличение на размера на целевите резерви и текущата печалба. Собственият капитал се увеличава от 53% в общата стойност на пасива през 2016 г. и достига до 62% в края на периода. Средната рентабилност на собствения капитал на „Овергаз Мрежи“ АД за периода на актуализираните бизнес планове е 5%, средната рентабилност на активите е 3%, а средната рентабилност на приходите от продажби е 8%.

Нетекущите пасиви от 138 748 хил. лв. за 2016 г. намаляват на 100 785 хил. лв. за 2019 г. Дългосрочните задължения по банкови заеми, които дружеството ще изплаща, за 2016 г. са в размер на 133 557 хил. лв. и намаляват до 95 594 хил. лв. за 2019 г. Отсрочените данъчни пасиви са с постоянна стойност от 2 889 хил. лв. за целия период. Текущите пасиви нарастват от 32 589 хил. лв. за 2016 г. до 36 561 хил. лв. през 2019 г. Краткосрочните банкови заеми нарастват от 16 449 хил. лв. за 2016 г. на 20 421 хил. лв. за

2019 г. Търговските задължения са с постоянен размер за периода от 16 140 хил. лв.

От представените парични потоци за периода 2016-2019 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност на дружеството - приходи от продажба на природен газ и цени за присъединяване. 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 2016-2019 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на актуализираните бизнес планове.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2015-2019 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е под единица само през 2015 г. Налице е тенденция за подобряване на този показател, който нараства от 1.01 за 2016 г. до 1.26 през 2019 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 нараства от 1.21 за 2015 г. до 1.67 за 2019 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 2016-2019 г. общото финансово състояние на „Овергаз Мрежи“ АД ще бъде много добро. Дружеството ще разполага с необходимите собствени капиталови източници за финансиране на дълготрайни активи и обслужването на дългосрочните си задължения, както и със свободен оборотен капитал за покриване на краткосрочните си задължения.

8. Цени на предоставяните услуги

Прогнозните цени за разпределение с природен газ за клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД са, както следва:

Прогнозните цени за разпределение на природен газ по газоразпределителната мрежа по групи и подгрупи клиенти за оставащите години до края на периода са посочени в Таблица № 21:

Таблица № 21

Група клиенти	Период 2017-2019 г.	
	лева/1000 м ³	лева/МВтч
Стопански клиенти		
<i>С равномерно потребление</i>		
до 50 000 м ³ /год (523 МВтч/год.), вкл.	170.76	16.32
до 100 000 м ³ /год (1 047 МВтч/год.) вкл.	160.70	15.36
до 200 000 м ³ /год (2 093 МВтч/год.) вкл.	150.64	14.39
до 400 000 м ³ /год (4 186 МВтч/год.) вкл.	140.58	13.43
до 600 000 м ³ /год (6 279 МВтч/год.) вкл.	134.70	12.87
до 800 000 м ³ /год (8 372 МВтч/год.) вкл.	130.53	12.47
до 1 000 000 м ³ /год (10 465 МВтч/год.) вкл.	127.29	12.16
до 2 000 000 м ³ /год (20 930 МВтч/год.) вкл.	117.23	11.20
до 3 000 000 м ³ /год (31 395 МВтч/год.) вкл.	111.35	10.64
до 4 000 000 м ³ /год (41 860 МВтч/год.) вкл.	107.17	10.24
до 5 000 000 м ³ /год (52 326 МВтч/год.) вкл.	103.94	9.93

до 7 000 000 м ³ /год (73 256 Мвтч/год.) вкл.	99.05	9.47
до 10 000 000 м ³ /год (104 651 Мвтч/год.) вкл.	93.88	8.97
над 10 000 000 м ³ /год. (104 651 Мвтч/год.)	88.00	8.41
С неравномерно потребление		
до 5 000 м ³ /год (52 Мвтч/год.), вкл.	268.37	25.64
до 50 000 м ³ /год (523 Мвтч/год.), вкл.	252.24	24.10
до 100 000 м ³ /год (1 047 Мвтч/год.) вкл.	244.66	23.38
до 200 000 м ³ /год (2 093 Мвтч/год.) вкл.	237.09	22.66
до 400 000 м ³ /год (4 186 Мвтч/год.) вкл.	229.52	21.93
до 600 000 м ³ /год (6 279 Мвтч/год.) вкл.	225.08	21.51
до 800 000 м ³ /год (8 372 Мвтч/год.) вкл.	221.94	21.21
до 1 000 000 м ³ /год (10 465 Мвтч/год.) вкл.	219.50	20.97
до 2 000 000 м ³ /год (20 930 Мвтч/год.) вкл.	211.93	20.25
до 3 000 000 м ³ /год (31 395 Мвтч/год.) вкл.	207.50	19.83
до 4 000 000 м ³ /год (41 860 Мвтч/год.) вкл.	204.36	19.53
до 5 000 000 м ³ /год (52 326 Мвтч/год.) вкл.	201.92	19.29
до 7 000 000 м ³ /год (73 256 Мвтч/год.) вкл.	198.24	18.94
до 10 000 000 м ³ /год (104 651 Мвтч/год.) вкл.	194.34	18.57
над 10 000 000 м ³ /год. (104 651 Мвтч/год.)	189.91	18.15
Метанстанции		
до 400 000 м ³ /год (4 186 Мвтч/год.) вкл.	117.19	11.20
до 1 000 000 м ³ /год (10 465 Мвтч/год.) вкл.	111.20	10.63
над 1 000 000 м ³ /год (10 465 Мвтч/год.)	100.69	9.62
Обекти на „Топлофикация София” - ВОЦ „Суха река“, ВОЦ „Левски Г” и ВОЦ „Хаджи Димитър“	13.17	1.26
Битови клиенти	268.37	25.64

Прогнозните цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи и подгрупи клиенти за оставащите години до края на периода са посочени в Таблица № 22

Таблица № 22

Група клиенти	Период 2017-2019 г.		
	лева/клиент/ месец	лева/1000 м ³ , без ДДС	лева/МВтч, без ДДС
Стопански клиенти			
до 5 000 м ³ /год (52 Мвтч/год.), вкл.	3.03	-	-
до 50 000 м ³ /год (523 Мвтч/год.), вкл.	-	8.62	0.82
до 100 000 м ³ /год (1 047 Мвтч/год.) вкл.	-	8.61	0.82
до 200 000 м ³ /год (2 093 Мвтч/год.) вкл.	-	8.58	0.82
до 400 000 м ³ /год (4 186 Мвтч/год.) вкл.	-	8.52	0.81
до 600 000 м ³ /год (6 279 Мвтч/год.) вкл.	-	8.46	0.81
до 800 000 м ³ /год (8 372 Мвтч/год.) вкл.	-	8.40	0.80
до 1 000 000 м ³ /год (10 465 Мвтч/год.) вкл.	-	8.34	0.80
до 2 000 000 м ³ /год (20 930 Мвтч/год.) вкл.	-	8.05	0.77
до 3 000 000 м ³ /год (31 395 Мвтч/год.) вкл.	-	7.76	0.74
до 4 000 000 м ³ /год (41 860 Мвтч/год.) вкл.	-	7.47	0.71
до 5 000 000 м ³ /год (52 326 Мвтч/год.) вкл.	-	7.18	0.69
до 7 000 000 м ³ /год (73 256 Мвтч/год.) вкл.	-	6.59	0.63
до 10 000 000 м ³ /год (104 651 Мвтч/год.) вкл.	-	5.72	0.55
над 10 000 000 м ³ /год. (104 651 Мвтч/год.)	-	4.26	0.41
Битови клиенти	3.03	-	-

Прогнозните цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи” АД са посочени в Таблица № 23

Таблица № 23

Група клиенти	Период
---------------	--------

	2017 – 2019 г.
Стопански клиенти	
до 25 м ³ /час, вкл.	430.83
до 50 м ³ /час, вкл.	1 152.60
до 1 000 м ³ /час, вкл.	2 401.55
до 3 000 м ³ /час, вкл.	3 603.14
над 3 000 м ³ /час	4 260.32
Битови клиенти	430.83

Подадените от „Овергаз Мрежи“ АД заявления с вх. № Е-15-57-37, вх. № Е-15-57-38 и вх. № Е-15-57-39 от 11.10.2016 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираните територии са предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза 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. Базирайки се на ЗЕ и чл. 6 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, съгласно които образуваните цени са пределни, дружеството посочва, че може да договоря, 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 конюктурата на пазара на енергоносителите ще 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.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество 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); изграждане на съвременна система за обслужване на клиенти (CRM) и система за фактуриране (Billing); изграждане на центрове за работа с клиентите; квалифициран персонал и атрактивни рекламни кампании.

Въз основа на гореизложеното Комисията счита, че „Овергаз Мрежи“ АД ще може да изпълнява лицензионните си задължения си във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на лицензионните територии, при спазване на заложените в актуализираните бизнес планове параметри.

Изказвания по т.2:

С. Тодорова напусна зала 4.

Докладва К. Лазарова. В Комисията за енергийно и водно регулиране е постъпило писмо от „Овергаз Мрежи“ АД с приложен актуализиран бизнес план за периода 2015-2019 г. Работната група е разгледала всички документи и е установила, че дружеството

трябва да представи допълнително данни и документи, като бъдат представени отделни заявления с искане за одобряване на актуализирани бизнес планове за периода 2015 г. – 2019 г. за всяка от териториите на издадените лицензии на „Овергаз Мрежи“ АД. Изискана е подробна обосновка относно исканата актуализация и обосновка относно конфиденциалността на информацията в приложените от дружеството документи. Дружеството е представило отделни заявления за всяка една от лицензираните си територии. В актуализираните бизнес планове за периода 2015-2019 г. се съдържат данни относно капиталова структура, ремонтна и социална програма, прогнозна структура и обем на разходите по години и прогнозни годишни финансови отчети, които са общи за петте бизнес плана. Налице е свързаност на административните производства поради което може да се проведе едно административно производство. В доклада са представени лицензиите на „Овергаз Мрежи“ АД, което е титуляр на лицензиите за всяка една от отделните лицензирани територии за дейността „разпределение на природен газ“ и дейността „снабдяване с природен газ“. Направен е анализ на изпълнението на бизнес плановете на дружеството за лицензираните територии за 2015 г. В таблици са представени данни относно изградената мрежа, инвестициите за 2015 г., данни за прогнозната консумация и отчетната за 2015 г., както и данни за броя на клиентите. Дружеството е представило подробна обосновка относно исканата актуализация на бизнес плановете. Един от представените аргументи е, че приходите от дейността „разпределение на природен газ“ и от дейността „снабдяване с природен газ“ са по-малко от предвидените. Дружеството е получило (...) млн. лв. по-малко от планираните приходи. Изпълнението на бизнес плана по отношение броя на клиентите е 97%. Планът за присъединяване на нови клиенти през 2015 г. е изпълнен на (...) % и са присъединени по-малко от планираните клиенти. „Овергаз Мрежи“ АД е посочило като аргумент и намаляване темповете на присъединяване на нови клиенти. Изостава и планът за продажба на природен газ: поради спад в специфичните продажби на един клиент. Средните продажби на един стопански клиент също са спаднали в резултат на икономическата криза и прекратяване производството на някои стопански клиенти. Дружеството е направило анализ чрез извършването на маркетингови проучвания и анализ на отчетните данни за 2015 г. Поради тази причина „Овергаз Мрежи“ АД иска актуализация на приетите бизнес планове за периода 2015-2019 г. По-малкото присъединяване на клиенти води и до неизпълнение на плана за продажбите. Дружеството е сключило договор за банков кредит чрез който са консолидирани задълженията към „Овергаз Инк“ АД и банков кредит към ДСК АД. Променило се е съотношението между собствения и привлечения капитал на дружеството. В таблиците е представен анализ на бизнес плановете за всички анализирани територии. Представена е инвестиционната програма, отчетни данни за 2015 г., прогноза за следващите години, основните технически параметри на предвидената за изграждане мрежа, прогнозната програма с предвидената годишна консумация за периода и прогнозния брой клиенти. От гореизложеното е видно, че „Овергаз Мрежи“ АД ще може да изпълнява лицензионните си задължения във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за лицензионните територии, при спазване на заложените в актуализираните бизнес планове параметри. Работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме доклада по подадените от „Овергаз Мрежи“ АД заявления за одобряване на актуализирани бизнес планове за периода 2015-2019 г.

2. Да приеме решение за:

2.1. Одобряване на актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2015-2019 г. включително;

2.2. Одобряване на актуализиран 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 2015-2019 г. включително;

2.3. Одобряване на актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2015-2019 г. включително;

2.4. Одобряване на актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г. включително;

2.5. Одобряване на актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2015-2019 г. включително.

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

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 1 и ал. 6 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2015-2019 г. включително;

2. Одобрява актуализиран 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 2015-2019 г. включително;

3. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2015-2019 г. включително;

4. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г. включително;

5. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2015-2019 г. включително.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров.

Решението е взето с **четири гласа „за“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-101 от 08.03.2017 г. и проект на решение относно **заявления от „Овергаз Мрежи“ АД с вх. № Е-15-57-39 от 11.10.2016 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, вх. № Е-15-57-38 от 11.10.2016 г. за цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и вх. № Е-15-57-37 от 11.10.2016 г. за цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.**

Административното производство е образувано по подадени в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявления от „Овергаз Мрежи“ АД с вх. № Е-15-57-39 от 11.10.2016 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, вх. № Е-15-57-38 от 11.10.2016 г. за цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и вх. № Е-15-57-37 от 11.10.2016 г. за цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-175 от 14.10.2016 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на заявленията 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 заявленията и приложенията към тях по реда на чл. 28 от НРЦПГ са установени нередовности, поради което с писмо с изх. № Е-15-57-39 от 18.10.2016 г. от „Овергаз Мрежи“ АД е изискано да представи данни и документи: доказателства за оповестяване на предложенията за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване съгласно нормата на чл. 33 от НРЦПГ, тъй като публикуването на предложенията само на интернет страницата на дружеството не се счита за оповестяване в средствата за масово осведомяване; писмена обосновка за наличието на положителен ефект за клиентите, по групи клиенти за всички територии в обхвата на издадените на дружеството лицензи, предвид предпоставката на фактическия състав по чл. 5, ал. 2 от НРЦПГ; информация относно наличие на други обекти, собственост на „Топлофикация София“ ЕАД, във връзка с тарифната група, към която те са отнесени и приложимите спрямо тях цени, ведно с обосновка за това; обосновка за включването на данни за 2020 г. и 2021 г. в страница „Параметри на отклоненията (потребители за стопански нужди)“ в електронния модел на цените. С писмо с вх. № Е-15-57-39 от 27.10.2016 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изисканите данни, документи и допълнителни обосновки.

С писмо с изх. № Е-15-57-39 от 09.01.2017 г. от „Овергаз Мрежи“ АД е изискано да представи допълнителни данни и документи: подробно мотивирана обосновка за наличието на положителен ефект за клиентите за всички територии в обхвата на издадените на дружеството лицензи, съдържаща сравнение на предложените единни цени за разпределение и снабдяване с природен газ с утвърдените през 2015 г. цени за териториите „Изток“, „Запад“ и „Юг“; обосновки за начина на формиране на нормата на възвръщаемост на собствения капитал и на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал; подробна информация и обосновка на следните разходи по икономически елементи: по отношение на разходите за „външни услуги“ – разходи за развитие на пазара за 2016 г. и доказателства за реалния ефект от вложените средства (брой новоприсъединени клиенти и др.), други разходи за външни услуги в справките за разпределение, снабдяване и разходи за административно-управленски персонал (АУП), „други разходи“ – командировки в страната и в чужбина и за свързаността им с лицензионните дейности на дружеството, както и други разходи в справките за дейността разпределение на природен газ и АУП от електронния модел на цените; преработване и допълване на тарифната структура на цените за разпределение на природен газ, като бъде формирана тарифна група и цена за „Топлофикация-Разград“ ЕАД и другите клиенти, присъединени към газопровода, който е бил собственост на „Турбогаз“ ЕООД (дружество, вляло се в „Овергаз Мрежи“ АД). С писмо с вх. № Е-15-57-39 от 13.01.2017 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изисканите данни, документи и допълнителни обосновки.

С писмо с изх. № Е-15-57-12 от 02.02.2017 г. от дружеството е изискано да представи копие на договора, сключен между „Овергаз Мрежи“ АД и „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на природен газ за 2017 г. С писмо с вх. № Е-15-57-15 от 10.02.2017 г. дружеството е представило изисканата информация.

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 и чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 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:

- лицензия № Л-184-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на 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 лицензирана територия на *Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище*, със срок до 17.12.2039 г.;

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

- лицензия № Л-438-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № 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 (*лицензирана територия „Изток“*), за срок от 26 години;

- лицензия № Л-439-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № 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 (*лицензирана територия „Юг“*), за срок от 25 години;

- лицензия № Л-440-08 от 30.03.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № 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 (*лицензирана територия „Запад“*), за срок от 25 години.

Комисията е утвърдила цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за лицензираните територии, както следва:

- С Решение № Ц-35 от 29.09.2012 г. на Комисията на „Софиягаз“ ЕАД са утвърдени цени за дейностите на територията на Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище при продължителност на регулаторния период 2012-2016 г. включително, които са посочени в Таблица № 1:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 1

Потребителска група	Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа лева/1000 м ³	Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител	
		лева/1000 м ³	лева/потребител/месец
Стопански потребители:			
С равномерно потребление			
до 50 000 м ³ /год. вкл.	133.43	8.98	
до 100 000 м ³ /год. вкл.	127.05	8.97	
до 200 000 м ³ /год. вкл.	120.67	8.95	
до 400 000 м ³ /год. вкл.	114.29	8.91	
до 600 000 м ³ /год. вкл.	110.56	8.87	
до 800 000 м ³ /год. вкл.	107.92	8.83	
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	105.87	8.79	
до 5 000 000 м ³ /год. вкл.	91.06	8.02	
над 5 000 000 м ³ /год.	84.68	8.02	

С неравномерно потребление			
до 5000 м ³ /год. вкл.	245.56		2.81
до 50 000 м ³ /год. вкл.	218.95	8.98	
до 100 000 м ³ /год. вкл.	210.37	8.97	
до 200 000 м ³ /год. вкл.	201.79	8.95	
до 400 000 м ³ /год. вкл.	193.21	8.91	
до 600 000 м ³ /год. вкл.	188.20	8.87	
до 800 000 м ³ /год. вкл.	184.63	8.83	
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	181.87	8.79	
над 1 000 000 м ³ /год.	161.95	8.02	
Метанстанции			
до 400 000 м ³ /год. вкл.	106.67	8.91	
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	96.01	8.79	
над 1 000 000 м ³ /год.	77.30	8.02	
Битови потребители	245.56		2.81

- С Решение № Ц-36 от 26.09.2012 г. на Комисията на „Овергаз Север“ АД са утвърдени цени за дейностите на обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени и Левски при продължителност на регулаторния период 2012-2016 г. включително, които са посочени в Таблица № 2:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 2

Потребителска група	Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа лева/1000 м ³	Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител	
		лева/1000 м ³	лева/потребител/месец
Стопански потребители:			
С равномерно потребление			
до 50 000 м ³ /год. вкл.	166.36	9.08	
до 100 000 м ³ /год. вкл.	155.62	9.07	
до 200 000 м ³ /год. вкл.	144.88	9.06	
до 400 000 м ³ /год. вкл.	134.14	9.04	
до 600 000 м ³ /год. вкл.	127.86	9.03	
до 800 000 м ³ /год. вкл.	123.40	9.01	
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	119.94	8.99	
до 5 000 000 м ³ /год. вкл.	95.00	8.62	
до 10 000 000 м ³ /год. вкл.	84.27	8.15	
над 10 000 000 м ³ /год.	77.98	7.68	
С неравномерно потребление			
до 5000 м ³ /год. вкл.	234.65		2.82
до 50 000 м ³ /год. вкл.	205.87	9.08	
до 100 000 м ³ /год. вкл.	198.73	9.07	
до 200 000 м ³ /год. вкл.	191.59	9.06	
до 400 000 м ³ /год. вкл.	184.45	9.04	
до 600 000 м ³ /год. вкл.	180.27	9.03	
до 800 000 м ³ /год. вкл.	177.30	9.01	
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	175.00	8.99	
до 5 000 000 м ³ /год. вкл.	158.42	8.62	
до 10 000 000 м ³ /год. вкл.	151.28	8.15	
над 10 000 000 м ³ /год.	147.10	7.68	
Метанстанции			
до 400 000 м ³ /год. вкл.	124.22	9.04	
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	107.92	8.99	
над 1 000 000 м ³ /год.	79.29	8.62	
Битови потребители	234.65		2.82

- С Решение № Ц-44 от 30.11.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ АД са утвърдени цени за дейностите на 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 Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово, при продължителност на регулаторния период 2015-2019 г. включително, които са посочени в Таблица № 3:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 3

Клиентска група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 м ³	лева/MWh	лева/месец	лева/1000 м ³	лева/MWh
1	2	3	4	5	6
Стопански клиенти					
С равномерно потребление					
до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	168.58	16.11		10.34	0.99
до 100 000 м ³ /год., (до 1047 MWh) вкл.	157.09	15.01		10.32	0.99
до 200 000 м ³ /год., (до 2093 MWh) вкл.	145.59	13.91		10.29	0.98
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	134.10	12.81		10.21	0.98
до 600 000 м ³ /год., (до 6279 MWh) вкл.	127.37	12.17		10.13	0.97
до 800 000 м ³ /год., (до 8372 MWh) вкл.	122.60	11.72		10.06	0.96
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	118.90	11.36		9.98	0.95
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	107.41	10.26		9.61	0.92
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	100.69	9.62		9.23	0.88
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	95.92	9.17		8.85	0.85
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	92.22	8.81		8.47	0.81
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	86.64	8.28		7.72	0.74
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	80.72	7.71		6.58	0.63
над 10 000 000 м ³ /год., (над 104 651 MWh)	74.00	7.07		4.69	0.45
С неравномерно потребление					
до 5000 м ³ /год., (до 52 MWh) вкл.	264.01	25.23	3.44		
до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	232.83	22.25		10.34	0.99
до 100 000 м ³ /год., (до 1047 MWh) вкл.	225.57	21.55		10.32	0.99
до 200 000 м ³ /год., (до 2093 MWh) вкл.	218.30	20.86		10.29	0.98
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	211.04	20.17		10.21	0.98
до 600 000 м ³ /год., (до 6279 MWh) вкл.	206.79	19.76		10.13	0.97
до 800 000 м ³ /год., (до 8372 MWh) вкл.	203.77	19.47		10.06	0.96
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	201.43	19.25		9.98	0.95
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	194.17	18.55		9.61	0.92
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	189.92	18.15		9.23	0.88
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	186.90	17.86		8.85	0.85
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	184.56	17.64		8.47	0.81
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	181.04	17.30		7.72	0.74
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	177.30	16.94		6.58	0.63
над 10 000 000 м ³ /год., (над 104 651 MWh)	173.05	16.54		4.69	0.45
Метанстанции					
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	119.95	11.46		10.21	0.98
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	108.90	10.41		9.98	0.95
над 1 000 000 м ³ /год., (над 10 465 MWh)	89.50	8.55		8.47	0.81
Битови клиенти	264.01	25.23	3.44		

- С Решение № Ц-42 от 30.11.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ АД са утвърдени цени за дейностите на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, при продължителност на регулаторния период 2015-2019 г. включително, които са посочени в Таблица № 4:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 4

Клиентска група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 м ³	лева/MWh	лева/месец	лева/1000 м ³	лева/MWh
1	2	3	4	5	6
Стопански клиенти					
С равномерно потребление					

до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	151.80	14.51		10.69	1.02
до 100 000 м ³ /год., (до 1047 MWh) вкл.	141.12	13.48		10.64	1.02
до 200 000 м ³ /год., (до 2093 MWh) вкл.	130.43	12.46		10.54	1.01
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	119.75	11.44		10.35	0.99
до 600 000 м ³ /год., (до 6279 MWh) вкл.	113.50	10.85		10.15	0.97
до 800 000 м ³ /год., (до 8372 MWh) вкл.	109.06	10.42		9.95	0.95
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	105.62	10.09		9.75	0.93
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	94.94	9.07		8.77	0.84
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	88.69	8.47		7.78	0.74
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	84.25	8.05		6.79	0.65
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	80.81	7.72		5.80	0.55
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	75.62	7.23		5.80	0.55
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	70.13	6.70		5.80	0.55
над 10 000 000 м ³ /год., (над 104 651 MWh)	63.88	6.10		5.80	0.55
С неравномерно потребление					
до 5000 м ³ /год., (до 52 MWh) вкл.	259.46	24.79	2.98		
до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	252.63	24.14		10.69	1.02
до 100 000 м ³ /год., (до 1047 MWh) вкл.	242.99	23.22		10.64	1.02
до 200 000 м ³ /год., (до 2093 MWh) вкл.	233.36	22.30		10.54	1.01
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	223.72	21.38		10.35	0.99
до 600 000 м ³ /год., (до 6279 MWh) вкл.	218.08	20.84		10.15	0.97
до 800 000 м ³ /год., (до 8372 MWh) вкл.	214.08	20.46		9.95	0.95
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	210.97	20.16		9.75	0.93
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	201.34	19.24		8.77	0.84
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	195.70	18.70		7.78	0.74
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	191.70	18.32		6.79	0.65
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	188.59	18.02		5.80	0.55
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	183.92	17.57		5.80	0.55
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	178.96	17.10		5.80	0.55
над 10 000 000 м ³ /год., (над 104 651 MWh)	173.32	16.56		5.80	0.55
Меганстанции					
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	97.94	9.36		10.35	0.99
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	97.94	9.36		9.75	0.93
над 1 000 000 м ³ /год., (над 10 465 MWh)	97.94	9.36		5.80	0.55
Битови клиенти	259.46	24.79	2.98		

- С Решение № Ц-43 от 30.11.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ АД са утвърдени цени за дейностите на територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог при продължителност на регулаторния период 2015-2019 г. включително, които са посочени в Таблица № 5:

Цени за пренос и снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 5

Клиентски група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 м ³	лева/MWh	лева/месец	лева/1000 м ³	лева/MWh
1	2	3	4	5	6
Стопански клиенти					
С равномерно потребление					
до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	167.64	16.02		11.02	1.05
до 100 000 м ³ /год., (до 1047 MWh) вкл.	156.13	14.92		10.97	1.05
до 200 000 м ³ /год., (до 2093 MWh) вкл.	144.63	13.82		10.89	1.04
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	133.12	12.72		10.72	1.02
до 600 000 м ³ /год., (до 6279 MWh) вкл.	126.39	12.08		10.56	1.01
до 800 000 м ³ /год., (до 8372 MWh) вкл.	121.61	11.62		10.39	0.99
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	117.90	11.27		10.22	0.98
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	106.40	10.17		9.39	0.90
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	99.66	9.52		8.55	0.82
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	94.89	9.07		7.72	0.74
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	91.18	8.71		6.88	0.66
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	85.60	8.18		5.21	0.50

до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	79.67	7.61		5.21	0.50
над 10 000 000 м ³ /год., (над 104 651 MWh)	72.94	6.97		5.21	0.50
С неравномерно потребление					
до 5000 м ³ /год., (до 52 MWh) вкл.	262.90	25.12	3.01		
до 50 000 м ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	234.08	22.37		11.02	1.05
до 100 000 м ³ /год., (до 1047 MWh) вкл.	221.60	21.18		10.97	1.05
до 200 000 м ³ /год., (до 2093 MWh) вкл.	209.13	19.98		10.89	1.04
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	196.65	18.79		10.72	1.02
до 600 000 м ³ /год., (до 6279 MWh) вкл.	189.35	18.09		10.56	1.01
до 800 000 м ³ /год., (до 8372 MWh) вкл.	184.18	17.60		10.39	0.99
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	180.16	17.22		10.22	0.98
до 2 000 000 м ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	167.68	16.02		9.39	0.90
до 3 000 000 м ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	160.39	15.33		8.55	0.82
до 4 000 000 м ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	155.21	14.83		7.72	0.74
до 5 000 000 м ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	151.19	14.45		6.88	0.66
до 7 000 000 м ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	145.14	13.87		5.21	0.50
до 10 000 000 м ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	138.72	13.26		5.21	0.50
над 10 000 000 м ³ /год., (над 104 651 MWh)	131.42	12.56		5.21	0.50
Метанстанции					
до 400 000 м ³ /год., (до 4186 MWh) вкл.	144.14	13.77		10.72	1.02
до 1 000 000 м ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	126.81	12.12		10.22	0.98
над 1 000 000 м ³ /год., (над 10 465 MWh)	96.37	9.21		6.88	0.66
Битови клиенти	262.90	25.12	3.01		

В утвърдените през 2015 г. цени тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на природния газ (9000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на оператора на газопрепосна мрежа). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

Утвърдените цени за присъединяване на дружеството, валидни за лицензирани територии: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“, са посочени в Таблица № 6:

Цени за присъединяване **Таблица № 6**

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Стопански клиенти	
до 25 м ³ /ч вкл.	430.83
до 50 м ³ /ч вкл.	1152.60
до 1000 м ³ /ч вкл.	2401.55
до 3000 м ³ /ч вкл.	3603.14
над 3000 м ³ /ч	4206.32
Битови клиенти	430.83

Подадените от „Овергаз Мрежи“ АД заявления с вх. № Е-15-57-39 от 11.10.2016 г., вх. № Е-15-57-38 от 11.10.2016 г. и вх. № Е-15-57-37 от 11.10.2016 г. съдържат искане 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 газоразпределителната мрежа (ГРМ), за периода 2017-2019 г. В тази връзка „Овергаз Мрежи“ 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 на интернет страницата на дружеството и в електронното издание на вестник „Сега“, както и в други електронни страници, блогове и в социални мрежи чрез връзки с електронната страница на дружеството и използването на рекламни инструменти (банер, каре, брошура, на които е изписан адресът на корпоративния сайт).

Предложените от „Овергаз Мрежи“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, лицензирана територия „Изток“, лицензирана територия „Юг“, лицензирана територия „Запад“ и лицензирана територия „Север“ са посочени в Таблица № 7:

Цени за пренос и продажба на природен газ

Таблица № 7

Клиентски група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лв./1000 м ³	лв./MWh	лв./месец/клиент	лв./1000 м ³	лв./MWh
1	2	3	4	5	6
Стопански клиенти					
С равномерно потребление					
до 50 000 м ³ /год., (523 MWh) вкл.	170.76	16.32		8.62	0.82
до 100 000 м ³ /год., (1047 MWh) вкл.	160.70	15.36		8.61	0.82
до 200 000 м ³ /год., (2093 MWh) вкл.	150.64	14.39		8.58	0.82
до 400 000 м ³ /год., (4186 MWh) вкл.	140.58	13.43		8.52	0.81
до 600 000 м ³ /год., (6279 MWh) вкл.	134.70	12.87		8.46	0.81
до 800 000 м ³ /год., (8372 MWh) вкл.	130.53	12.74		8.40	0.80
до 1 000 000 м ³ /год., (10 465 MWh) вкл.	127.29	12.16		8.34	0.80
до 2 000 000 м ³ /год., (20 930 MWh) вкл.	117.23	11.20		8.05	0.77
до 3 000 000 м ³ /год., (31 395 MWh) вкл.	111.35	10.64		7.76	0.74
до 4 000 000 м ³ /год., (41 860 MWh) вкл.	107.17	10.24		7.47	0.71
до 5 000 000 м ³ /год., (52 326 MWh) вкл.	103.94	9.93		7.18	0.69
до 7 000 000 м ³ /год., (73 256 MWh) вкл.	99.05	9.47		6.59	0.63
до 10 000 000 м ³ /год., (104 651 MWh) вкл.	93.88	8.97		5.72	0.55
над 10 000 000 м ³ /год., (104 651 MWh)	88.00	8.41		4.26	0.41
С неравномерно потребление					
до 5000 м ³ /год., (52 MWh) вкл.	268.37	25.64	3.03		
до 50 000 м ³ /год., (523 MWh) вкл.	252.24	24.10		8.62	0.82
до 100 000 м ³ /год., (1047 MWh) вкл.	244.66	23.38		8.61	0.82
до 200 000 м ³ /год., (2093 MWh) вкл.	237.09	22.66		8.58	0.82
до 400 000 м ³ /год., (4186 MWh) вкл.	229.52	21.93		8.52	0.81
до 600 000 м ³ /год., (6279 MWh) вкл.	225.08	21.51		8.46	0.81
до 800 000 м ³ /год., (8372 MWh) вкл.	221.94	21.21		8.40	0.80
до 1 000 000 м ³ /год., (10 465 MWh) вкл.	219.50	20.97		8.34	0.80
до 2 000 000 м ³ /год., (20 930 MWh) вкл.	211.93	20.25		8.05	0.77
до 3 000 000 м ³ /год., (31 395 MWh) вкл.	207.50	19.83		7.76	0.74
до 4 000 000 м ³ /год., (41 860 MWh) вкл.	204.36	19.53		7.47	0.71
до 5 000 000 м ³ /год., (52 326 MWh) вкл.	201.92	19.29		7.18	0.69
до 7 000 000 м ³ /год., (73 256 MWh) вкл.	198.24	18.94		6.59	0.63
до 10 000 000 м ³ /год., (104 651 MWh) вкл.	194.34	18.57		5.72	0.55
над 10 000 000 м ³ /год., (104 651 MWh)	189.91	18.15		4.26	0.41
Метанстанции					
до 400 000 м ³ /год., (4186 MWh) вкл.	117.19	11.20		8.52	0.81
до 1 000 000 м ³ /год., (10 465 MWh) вкл.	111.20	10.63		8.34	0.80
над 1 000 000 м ³ /год., (10 465 MWh)	100.69	9.62		7.18	0.69
Обекти на „Топлофикация София“ – ВОЦ „Суха река“, ВОЦ „Левски Г“ и ВОЦ „Хаджи Димитър“	13.17	1.26			
Битови клиенти	268.37	25.64	3.03		

Забележка*: В предложените за утвърждаване на цени не е включен ДДС.

Забележка**: Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9000 kcal/m³ на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на калоричността на газа с ± 100 kcal/m³, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

В Таблицы № 8 и № 9 е представено сравнение между предложените от „Овергаз Мрежи“ АД единни цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и изчислените от дружеството цени за тези дейности съгласно предложените за одобрение актуализирани бизнес планове за периода 2017-2019 г., за всяка отделна лицензирана територия.

Цени за разпределение на природен газ

Таблица № 8

Клиентска група	Единни цени	ИЗТОК		ЗАПАД		СЕВЕР		ЮГ		СОФИЯ	
		Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм., %
		1	2	3=1/2	4	5=1/4	6	7=1/6	8	9=1/8	10
Стопански клиенти											
Равномерно потребление											
до 50 000 м³/год. вкл.	170.76	181.57	-6%	186.61	-8%	173.79	-2%	158.12	8%	159.73	7%
до 100 000 м³/год. вкл.	160.70	170.12	-6%	174.46	-8%	163.88	-2%	147.37	9%	150.86	7%
до 200 000 м³/год. вкл.	150.64	158.67	-5%	162.31	-7%	153.98	-2%	136.62	10%	142.00	6%
до 400 000 м³/год. вкл.	140.58	147.22	-5%	150.16	-6%	144.07	-2%	125.88	12%	133.13	6%
до 600 000 м³/год. вкл.	134.70	140.53	-4%	143.06	-6%	138.28	-3%	119.59	13%	127.94	5%
до 800 000 м³/год. вкл.	130.53	135.77	-4%	138.01	*	134.17	-3%	115.13	13%	124.26	5%
до 1 000 000 м³/год. вкл.	127.29	132.09	-4%	134.10	*	130.98	-3%	111.67	*	121.41	5%
до 2 000 000 м³/год. вкл.	117.23	120.64	-3%	121.95	*	121.07	*	100.92	*	112.54	4%
до 3 000 000 м³/год. вкл.	111.35	113.94	*	114.85	-3%	115.28	-3%	94.64	18%	107.35	*
до 4 000 000 м³/год. вкл.	107.17	109.19	*	109.80	*	111.17	-4%	90.18	*	103.67	*
до 5 000 000 м³/год. вкл.	103.94	105.51	*	105.89	*	107.98	*	86.72	*	100.82	*
до 7 000 000 м³/год. вкл.	99.05	99.95	*	99.99	*	103.17	-4%	81.50	*	96.51	*
до 10 000 000 м³/год. вкл.	93.88	94.06	*	93.74	*	98.07	*	75.97	*	91.95	*
над 10 000 000 м³/год.	88.00	87.36	1%	86.63	*	92.28	-5%	69.69	*	86.76	*
Неравномерно потребление											
до 5000 м³/год. вкл.	268.37	270.15	-1%	269.31	0.3%	260.32	3%	268.90	0.2%	266.13	1%
до 50 000 м³/год. вкл.	252.24	268.80	-6%	263.12	-4%	235.64	7%	248.71	1%	263.51	-4%
до 100 000 м³/год. вкл.	244.66	259.58	-6%	249.76	-2%	226.67	8%	243.25	1%	252.33	-3%
до 200 000 м³/год. вкл.	237.09	250.37	-5%	236.39	0.3%	217.69	9%	237.77	0.3%	241.14	-2%
до 400 000 м³/год. вкл.	229.52	241.15	-5%	223.02	3%	208.72	10%	232.28	-1%	229.95	-0.2%
до 600 000 м³/год. вкл.	225.08	235.76	-5%	215.20	5%	203.47	11%	229.07	-2%	223.41	1%
до 800 000 м³/год. вкл.	221.94	231.93	-4%	209.65	*	199.75	*	226.80	-2%	218.77	1%
до 1 000 000 м³/год. вкл.	219.50	228.97	*	205.35	*	196.86	*	225.03	*	215.17	2%
до 2 000 000 м³/год. вкл.	211.93	219.75	*	191.98	*	187.89	*	219.55	*	203.98	*
до 3 000 000 м³/год. вкл.	207.50	214.36	*	184.16	*	187.64	*	216.34	*	197.44	*
до 4 000 000 м³/год. вкл.	204.36	210.53	*	178.61	*	178.92	*	214.06	*	192.79	*
до 5 000 000 м³/год. вкл.	201.92	207.56	*	174.30	*	176.03	*	212.30	*	189.19	*
до 7 000 000 м³/год. вкл.	198.24	203.09	*	167.81	*	171.68	*	209.63	*	183.76	*
до 10 000 000 м³/год. вкл.	194.34	198.35	*	160.94	*	167.06	*	206.81	*	178.01	*
над 10 000 000 м³/год.	189.91	192.95	*	153.11	*	161.81	*	203.60	*	171.46	*
Метанстанции											
до 400 000 м³/год. вкл.	117.19	135.44	-13%	148.60	-21%	140.90	-17%	103.64	*	125.70	-7%
до 1 000 000 м³/год. вкл.	111.20	122.93	-10%	131.32	-15%	122.41	-9%	103.64	7%	113.63	-2%
над 1 000 000 м³/год.	100.69	100.95	-0.3%	100.98	-0.3%	89.94	12%	103.64	*	93.31	8%
Битови клиенти	268.37	270.15	-1%	269.31	-0.3%	260.32	3%	268.90	-0.2%	266.13	1%

* За групите, за които не е посочено изменение на цената липсват конкретни клиенти.

Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 9

Клиентска група	Единн и цени	ИЗТОК		ЗАПАД		СЕВЕР		ЮГ		СОФИЯ	
		Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм., %	Нова цена	Изм. %	Нова цена	Изм., %
		1	2	3=1/2	4	5=1/4	6	7=1/6	8	9=1/8	10
Равномерно потребление											
до 50 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.62	8.61	0.1%	10.25	-16%	9.26	-7%	10.60	-19%	8.17	6%
до 100 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.61	8.60	0.1%	10.20	-16%	9.24	-7%	10.54	-18%	8.15	6%
до 200 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.58	8.57	0.1%	10.10	-15%	9.20	-7%	10.41	-18%	8.09	6%
до 400 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.52	8.51	0.1%	9.90	-14%	9.12	-7%	10.16	-16%	7.99	7%
до 600 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.46	8.45	0.1%	9.70	-13%	9.05	-7%	9.91	-15%	7.88	7%
до 800 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.40	8.40	0%	9.51	*	8.97	-6%	9.66	-13%	7.78	8%
до 1 000 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.34	8.34	0.1%	9.31	*	8.89	-6%	9.40	*	7.68	9%
до 2 000 000 м³/ГОД. ВКЛ.	8.05	8.06	-0.1%	8.31	*	8.50	*	8.15	*	7.15	13%
до 3 000 000 м³/ГОД. ВКЛ.	7.76	7.77	*	7.32	6%	8.11	-4%	6.89	13%	6.63	*
до 4 000 000 м³/ГОД. ВКЛ.	7.47	7.49	*	6.32	*	7.72	-3%	5.63	*	6.10	*
до 5 000 000 м³/ГОД. ВКЛ.	7.18	7.20	*	5.33	*	7.33	*	4.37	*	5.58	*

до 7 000 000 м ³ /год. вкл.	6.59	6.63	*	5.33	*	6.55	1%	4.37	*	4.53	*
до 10 000 000 м ³ /год. вкл.	5.72	5.78	*	5.33	*	5.37	*	4.37	*	4.53	*
над 10 000 000 м ³ /год.	4.26	4.36	-2%	5.33	*	3.42	25%	4.37	*	4.53	*
Неравномерно потребление											
до 5000 м ³ /год. вкл.	3.03	3.01	1%	3.33	-9%	3.18	-5%	3.31	-8%	2.83	7%
до 50 000 м ³ /год. вкл.	8.62	8.61	0.1%	10.25	-16%	9.26	-7%	10.60	-19%	8.17	6%
до 100 000 м ³ /год. вкл.	8.61	8.60	0.1%	10.20	-16%	9.24	-7%	10.54	-18%	8.15	6%
до 200 000 м ³ /год. вкл.	8.58	8.57	0.1%	10.10	-15%	9.20	-7%	10.41	-18%	8.09	6%
до 400 000 м ³ /год. вкл.	8.52	8.51	0.1%	9.90	-14%	9.12	-7%	10.16	-16%	7.99	7%
до 600 000 м ³ /год. вкл.	8.46	8.45	0.1%	9.70	-13%	9.05	-7%	9.91	-15%	7.88	7%
до 800 000 м ³ /год. вкл.	8.40	8.40	0.0%	9.51	*	8.97	*	9.66	-13%	7.78	8%
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	8.34	8.34	*	9.31	*	8.89	*	9.40	*	7.68	9%
до 2 000 000 м ³ /год. вкл.	8.05	8.06	*	8.31	*	8.50	*	8.15	*	7.15	*
до 3 000 000 м ³ /год. вкл.	7.76	7.77	*	7.32	*	8.11	*	6.89	*	6.63	*
до 4 000 000 м ³ /год. вкл.	7.47	7.49	*	6.32	*	7.72	*	5.63	*	6.10	*
до 5 000 000 м ³ /год. вкл.	7.18	7.20	*	5.33	*	7.33	*	4.37	*	5.58	*
до 7 000 000 м ³ /год. вкл.	6.59	6.63	*	5.33	*	6.55	*	4.37	*	4.53	*
до 10 000 000 м ³ /год. вкл.	5.72	5.78	*	5.33	*	5.37	*	4.37	*	4.53	*
над 10 000 000 м ³ /год.	4.26	4.36	*	5.33	*	3.42	*	4.37	*	4.53	*
Метанстанции											
до 400 000 м ³ /год. вкл.	8.52	8.51	0.1%	9.90	-14%	9.12	-7%	10.16	*	7.99	7%
до 1 000 000 м ³ /год. вкл.	8.34	8.34	0.1%	9.31	-10%	8.89	-6%	9.40	-11%	7.68	9%
над 1 000 000 м ³ /год.	7.18	7.20	-0.3%	5.33	35%	7.33	-2%	4.37	64%	5.58	29%
Битови клиенти											
	3.03	3.01	1%	3.33	-9%	3.18	-5%	3.31	-8.4%	2.83	7%

* За групите, за които не е посочено изменение на цената липсват конкретни клиенти.

„Овергаз Мрежи“ АД излага аргументи с оглед доказване на положителен ефект от прилагането на единни цени, както следва:

Дружеството посочва, че цените на лицензираните територии: Столична община и община Божурище и „Север“ са утвърдени през 2012 г. и регулаторният период е изтекъл през 2016 г. Действащите на тези територии цени са утвърдени въз основа на инвестиционни и експлоатационни разходи, определени по „стоп цени“ към началото на 2012 г. През периода 2012-2016 г. цените на тези територии не са актуализирани, но са извършени допълнителни инвестиции в изграждането на интегрирани системи за обмен на информация с митниците в съответствие с измененията в Закона за акцизите и данъчните складове.

По отношение на предложените единни цени на тези територии заявителят посочва следното:

- цените са по-ниски за клиентите с равномерно потребление от лицензирана територия „Север“;
- изчислените от дружеството цени за лицензирана територия „Север“ за клиентите с неравномерно потребление надвишават предложените единни цени за тази територия, 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 на територия „Север“ е (...) от стопанския сектор спрямо (...) за цялото дружество).

По отношение на предложените единни цени на териториите „Изток“ и „Запад“ и „Юг“ заявителят посочва следното:

- цените са по-ниски за клиентите от лицензираните територии „Изток“ и „Запад“;
- цените са по-ниски за клиентите с неравномерно потребление от лицензирана територия „Юг“;
- цените са по-ниски за битовите клиенти от лицензираните територии „Изток“, „Запад“ и „Юг“;
- изчислените от дружеството цени за лицензирана територия „Юг“ за клиентите с равномерно потребление надвишават единните цени за тази територия, 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 неравномерния сектор на „Юг“ е (...) от стопанския сектор, спрямо (...) за цялото дружество).

Други изтъкнати от „Овергаз Мрежи“ АД аргументи са:

- заплащане на една и съща цена, в случай, че клиент на дружеството има няколко обекта в различни лицензирани територии, които попадат в една и съща тарифна група;
- стимулиране на процеса на газификация и увеличаване на конкурентоспособността и достъпността на природния газ в битовия сектор в икономически неразвити лицензирани територии (едва 3% от населението на България е газифицирано);
- разпределяне по лицензираните територии на общи разходи (административни, разходи за системите за наблюдение, управление и развитие на мрежата) за изпълнение на лицензионната дейност, които се отнасят за всички лицензирани територии, на формален принцип (продажби, брой клиенти, разходи или др.).
- обхватът на лицензиите включва обособени територии, които не са свързани помежду си с разпределителна мрежа. Единствено по силата на лицензията за тези общини се образуват единни цени за разпределение и снабдяване с природен газ.

„Овергаз Мрежи“ АД посочва, че изложеният от него по-горе анализ показва, че прилагането на единни цени за всички лицензирани територии ще има положителен ефект и ще стимулира процеса на газификация.

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. С оглед приложимостта на тази разпоредба, следва да се прецени наличието на положителен ефект за клиентите, което изисква извършване на икономически анализ, включително на влиянието на предложените единни цени върху клиентите на лицензираните територии, в резултат на който се установи следното:

През 2015 г. „Овергаз Мрежи“ АД е присъединило (...) броя клиенти по-малко от планираните за годината, което е довело до по-ниска консумация на природен газ, съответно до по-малко отчетни годишни приходи за всички лицензирани територии спрямо утвърдените годишни приходи: за дейността „разпределение на природен газ“ с (...) хил. лв. и със (...) хил. лв. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за 2015 г.

През 2016 г. „Овергаз Мрежи“ АД е сключило договор за банков кредит, с който са консолидирани: задължения към „Овергаз Инк.“ АД, банков кредит към „Банка ДСК“ ЕАД и търговски задължения, в резултат на което е променена структурата на капитала на дружеството, както и изходните параметри за изчисляване на среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала. Регулаторните периоди на утвърдените цени на дружеството за териториите на Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище и „Север“ са изтекли в края на 2016 г. В тази връзка и с оглед променената капиталова структура на „Овергаз Мрежи“ АД, следва да се преизчисли среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала и да се уеднакви за всички лицензирани територии, предвид неделимостта на капитала на едно дружество.

Дружеството изпълнява лицензионните задължения по всички издадени лицензии чрез общ административно-управленческия персонал, съответно извършва общи административни разходи за всички лицензирани територии, което е предпоставка за намаляване на тези разходи.

„Овергаз Мрежи“ АД е внедрило Корпоративна интегрирана информационна система, чрез която обслужва клиентите на всички лицензирани територии. В тази връзка е осигурено по-бързо обслужване на клиентите, в т.ч. проследяване на цялата история на клиента, чрез наличността на данните на едно място („досие на клиента”); повишена е

сигурността на газовата инфраструктура чрез по-добър контрол, планиране и отчет на дейностите по поддръжка, диагностика и сервиз; осигурен е обмен на данни в реално време с диспечерски център, митници, платежни институции. Дружеството е изградило Интернет базирана компютърна мрежа, обединяваща в единно пространство локалните компютърни мрежи за отделните лицензирани територии, което позволява централизирано администриране на работните места, своевременно предаване на оперативна и управленска информация и работа в реално време с единна актуална база данни за газоразпределителните мрежи на всички потребители на мрежата.

Предвид горното, може да се приеме, че предложените от „Овергаз Мрежи“ АД единни цени осигуряват положителен икономически ефект за клиентите на лицензираните територии.

„Овергаз Мрежи“ АД е формирало клиентски групи на база годишно потребление и режим на потребление, представени в Таблица № 10:

Клиентски групи

Таблица № 10

Основна клиентска група	Клиентска група по годишно потребление	Клиентска група по режим на потребление	Критерии за делене на равномерни/неравномерни	
			ФН (фактор на натоварване), %	ММК (максимална месечна консумация), хил. м ³ /месец (MWh/месец)
Битови клиенти		Неравномерно		
Стопански клиенти	до 5000 м ³ /год., (52 MWh/год.) вкл.	Неравномерно		
	до 50 000 м ³ /год., (523 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 4.6 (95.9)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 4.6 (95.9)
	до 100 000 м ³ /год., (1047 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 12.5 (261.6)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 12.5 (261.6)
	до 200 000 м ³ /год., (2093 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 25.0 (523.3)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 25.0 (523.3)
	до 400 000 м ³ /год., (4186 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 50.0 (1046.5)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 50.0 (1046.5)
		Метанстанции		
	до 600 000 м ³ /год., (6279 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 83.3 (1744.2)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 83.3 (1744.2)
	до 800 000 м ³ /год., (8372 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 116.7 (2441.9)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 116.7 (2441.9)
	до 1 000 000 м ³ /год., (10 465 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 150.0 (3139.5)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 150.0 (3139.5)
		Метанстанции		
	до 2 000 000 м ³ /год., (20 930 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 250.0 (5232.6)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 250.0 (5232.6)
	до 3 000 000 м ³ /год., (31 395 MWh) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 416.7 (8720.9)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 416.7 (8720.9)
	до 4 000 000 м ³ /год., (41 860 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 583.3 (12 209.3)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 583.3 (12 209.3)
	до 5 000 000 м ³ /год., (52 326 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 750.0 (15 697.7)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 750.0 (15 697.7)
		Метанстанции		
	до 7 000 000 м ³ /год., (73 256 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1000.0 (20 930.2)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 1000.0 (20 930.2)
	до 10 000 000 м ³ /год., (104 651 MWh/год.) вкл.	Равномерно	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1416.7 (29 651.2)
		Неравномерно	ФН < 50%	ММК > 1416.7 (29 651.2)
	над 10 000 000 м ³ /год., (104 651 MWh/год.)	Равномерно	ФН ≥ 50%	
		Неравномерно	ФН < 50%	

Клиенти с равномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $ФН \geq 50\%$ или максимална месечна консумация (ММК), както е показано в таблицата по-горе за съответната клиентска група. Клиенти с неравномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване $ФН < 50\%$ или ММК, както е показано в таблицата за съответната клиентска група. ФН и ММК се определят в договора за доставка на природен газ за всеки небитов клиент.

„Овергаз Мрежи“ АД е представило обосновка относно включване на метанстанциите и обектите на „Топлофикация София“ ЕАД в отделни групи по тарифната структура. В нея дружеството посочва, че метанстанциите не използват природния газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ, както и че при тях съществува по-голям риск от погрешни заявки поради факта, че трябва да прогнозира бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година, за разлика от един обикновен небитов клиент, който носи риска от грешни заявки за своето собствено потребление. В допълнение твърди, че метанстанциите, присъединени към ГРМ на дружеството са в неизгодна позиция спрямо метанстанциите, пряко присъединени към преносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, намиращи се на лицензираните територии на „Овергаз Мрежи“ АД.

В обосновката „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че за обектите на „Топлофикация София“ ЕАД е присъщо значително количество транспортиран природен газ и социална значимост на предоставяната услуга, както и че по отношение на същите дружеството извършва само дейността „разпределение на природен газ“. В предходните регулаторни периоди Комисията с Решение № Ц-09 от 01.04.2009 г. и Решение № Ц-35 от 26.09.2012 г. е утвърдила тарифна група, която включва три обекта на „Топлофикация София“ ЕАД, а именно: ВОЦ „Хаджи Димитър“, ВОЦ „Сухата река“ и ВОЦ „Левски Г“. Формирането на тази група се основава на характера на потребление, значителните обеми транспортиран природен газ и захранването на трите обекта от един газопровод. Това позволява максимално точно да бъдат отделени инвестиционните и експлоатационни разходи, присъщи на тези клиенти. Друг клиент на „Овергаз Мрежи“ АД, който също е собственост на „Топлофикация София“ ЕАД е ВОЦ „Инжстрой“. Предвид факта, че същият се захранва от друг газопровод, следва да се третира като останалите клиенти на дружеството и попада в групата до 2 млн. м³ с равномерно потребление, с цена за разпределение на природен газ в размер на 117.23 лв./1000 м³.

Горното дава основание на дружеството да счита, че предложението за обособяване на метанстанциите и трите обекта, собственост на „Топлофикация София“ АД в самостоятелни групи е в съответствие с изискванията на НРЦПГ.

От друга страна, „Овергаз Мрежи“ АД счита, че няма основание да третира „Топлофикация-Разград“ ЕАД и другите клиенти, присъединени към газопровода, бивша собственост на „Турбогаз“ ЕООД (дружество, вляло се в „Овергаз Мрежи“ АД) по специален начин. В тази връзка посочва, че за тези клиенти ще важат общите принципи за разпределение на необходимите приходи по тарифни групи, съгласно предложението на дружеството. Това становище на дружеството е изразено и в писмо с вх. № Е-15-57-37 от 15.12.2016 г., в което „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че приложимите спрямо тези клиенти цени съответстват на групата, в която същите попадат съобразно консумацията на природен газ.

Заявителят е приложил писмена обосновка във връзка с предложението си цената за снабдяване на битовите и небитовите клиенти с неравномерно потребление до 5000 м³/год. да бъде в лева/клиент на месец. Дружеството счита, че предложението е в съответствие с чл. 19, ал. 6 от НРЦПГ, съгласно която цените за снабдяване могат да бъдат определяни в левове за клиент. Утвърдените от Комисията и действащи в момента цени за тези категории клиенти на лицензираните територии на дружеството са в същата дименсия. Според „Овергаз Мрежи“ АД, при прилагане на този подход се постига положителен ефект за клиентите, тъй като получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията са с най-висок размер. В допълнение, ако клиент заяви, че няма да консумира природен газ за определен период, същият не заплаща цена за снабдяване с природен газ за периода.

Предвид гореизложеното, предложената от дружеството тарифна структура отговаря на изискванията на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според която енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията 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. В съответствие с чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, предложените групи са обособени в зависимост от сходни характеристики на потребление, както и по друг признак по отношение на обектите, собственост на „Топлофикация София“ ЕАД.

Предложението на заявителя за формиране на цената за снабдяване с природен газ на небитови клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m³/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец е обосновано и е в съответствие с разпоредбата на чл. 5, ал. 1, т. 3 от НРЦПГ.

Съгласно чл. 14, ал. 3 от НРЦПГ, предложените цени от тарифната структура включват: цени за разпределение на природен газ - еднокомпонентни, в лева/1000 m³ и в лева/MWh и цени за снабдяване с природен газ - еднокомпонентни, в лева/клиент на месец, в лева/1000 m³ и в лева/MWh. Цените са определени спрямо различни групи клиенти, с цел постигане на прозрачност и лесна сравнимост на цените на природния газ за крайните клиенти с цените на алтернативните енергоносители. За определянето на цените в MWh е използвана горна граница на калоричност на природния газ - 9000 kcal/m³ на база петгодишни отчети на оператора на газопреносна мрежа. При промяна на калоричността на природния газ с ± 100 kcal/m³, цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Овергаз Мрежи“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 3 години (2017-2019 г. включително), 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.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите 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 и по дейности, са показани в Таблицы № 11 и № 12:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 11

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти	хил. лв.	35 407	36 253	36 959
Битови клиенти	хил. лв.	15 591	15 805	15 837
Общо:	хил. лв.	50 998	52 058	52 796

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 12

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти	хил. лв.	1782	1870	1970
Битови клиенти	хил. лв.	2257	2337	2400
Общо:	хил. лв.	4039	4207	4370

Необходимите приходи при изчисляването на цената за разпределение на природен газ за трите обекта, собственост на „Топлофикация София“ ЕАД са: 206 хил. лв. за 2017 г., 200 хил. лв. за 2018 г. и 194 хил. лв. за 2019 г.

2.1. 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 № 13:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 13

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:	%
Общо разходи, в т.ч.:	36 275	37 570	38 835	112 679	100%

за дейността „разпределение на природен газ“	33 346	34 563	35 775	103 684	92%
за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	2929	3007	3060	8995	8%

Дружеството е представило обосновка за разпределението на разходите за периода 2017-2019 г., видно от която същите са планирани въз основа на реализираните през 2015 г. разходи и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, като: продажби на природен газ по клиентски групи, брой клиенти по групи и подгрупи, дължина на ГРМ, отчетна и балансова стойност на ГРМ и други дълготрайни материални активи, необходими за извършването на лицензионните дейности, и брой персонал.

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 (АУП). Разходите за АУП са разпределени пропорционално за двете лицензионни дейности. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 33 346 хил. лв. през 2017 г. на 35 775 хил. лв. през 2019 г., или със 7% за регулаторния период.

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 762 хил. лв. през 2017 г. на 817 хил. лв. през 2019 г., или със 7%. Те включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозирани на база постигнато ниво за 2015 г.;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани в зависимост от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход на служител през 2015 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 0.15% от средната стойност на линеен метър (124 лв./л.м). Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозирани на база брой на съоръженията и 0.15% от средната стойност на съоръжение (822 лв./съоръжение). Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ (пренос по ГРМ и пренос по магистрални газопроводни отклонения (МГО));

- *разходи за други материали*, планирани на база годишен разход за 2015 г. за съответната дейност.

Разходите за външни услуги представляват 26% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 8856 хил. лв. през 2017 г. на 9206 хил. лв. през 2019 г., или ръст от 4% през регулаторния период. Тези разходи включват:

- *разходи за застраховки на ГРМ*, включващи имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“ на стойност 0.1% от отчетната стойност на линейната част и съоръженията. Тези разходи се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ (пренос по ГРМ и пренос по МГО). Друг вид застраховки, планирани от дружеството, са за *техника и имоти*, изчислени на база разходите за 2015 г. за съответната дейност. Застраховката на *персонал* за съответната дейност е в размер на 100 лв./служител;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база постигнати разходи за 2015 г.;

- *разходи за лицензионни такси*, прогнозирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ. 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.;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани на база постигнати

разходи за 2015 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 МГО). Разходите 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 2015 г.;

- *разходи за наеми: сгради*, включват наем на помещения, разпределен на база брой служители по дейности; *газопроводи, съоръжения и техника* включват наем на газопровод и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, планиран на база годишен разход за 2015 г., както и *други*, на база годишен разход за 2015 г. за съответната дейност;

- *разходи за транспорт*, включващи разходи за транспортна услуга по видове дейности, във функция от изменението на броя на персонала за съответната дейност. Предвидена е икономия в тези разходи в сравнение с постигнатите през 2015 г.;

- *разходи за проверка на уреди*, които са прогнозирани 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 (НСИПМК), 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*, които са прогнозирани на база годишен разход за 2015 г. за съответната дейност;

- *съдебни разходи*, които са прогнозирани на база годишен разход за 2015 г. за съответната дейност;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2015 г.;

- *други разходи за външни услуги* се отнасят по лицензионни дейности на база на прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек/годишно и са планирани на база отчетните данни за 2015 г., при предвидена икономия в размер на 4%. Те са, както следва:

- услуги по управление на лицензионните дейности, поддръжка на географска база данни, управление на географска информационна система – (...) хил. лева/год.;

- 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, AMM, CRM, Billing и BI) – (...) хил. лева/год.;

- услуги по управление на персонала, осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, обслужване и развитие на служителите в дейност разпределение – (...) хил. лева/год.

„Овергаз Мрежи“ АД предвижда икономия на разходите за външни услуги, спрямо постигнатите нива през 2015 г.

Разходите за амортизации за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 42% от УПР. Тези разходи нарастват от 13 694 хил. лв. през 2017 г. на 15 307 хил. лв. през 2019 г., или увеличение приблизително с 12%. Разходите за амортизации са определени по линеен 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 16% от УПР и

нарастват от 5477 хил. лв. през 2017 г. на 5677 хил. лв. през 2019 г., или с 4%.

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 4% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 1368 хил. лв. за 2017 г. на 1420 хил. лв. за 2019 г., или ръст от 4%.

Други разходи с относителен дял 9% от УПР, които нарастват от 3190 хил. лв. за 2017 г. на 3344 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени:

- *разходи за командировки и разходи за работно облекло*, които са прогнозирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход на човек през 2015 г. Те са за командировки на територията на страната и са свързани с лицензионната дейност на дружеството. За дейност „разпределение“ включват разходи, свързани с експлоатационната дейност, планови и аварийни ревизии на съоръжения и обследвания на газопроводи по територии;

- *разходи за публикации*, които са прогнозирани на база четири публикации на цените и средна стойност на рекламното каре от 100 лв. Прогнозираните разходи са разпределени в съотношение 50:50 за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“;

- *други разходи*, съдържащи разходите, които не могат да бъдат отнесени към наличната номенклатура, като включват: разходи за членски внос и разходи за материални запаси, като за прогнозния период са запазени на нивото от 2015 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. В резултат на предприетите мерки през 2016 г., след проведено национално представително проучване за нагласите към газифициране на потенциалните клиенти в лицензираните територии на „Овергаз Мрежи“ АД, заявителят регистрира положителна тенденция в имиджа и възприемането на природния газ. Природният газ не само остава най-предпочитаната алтернатива за решителите да променят енергоизточника си, но и бележи ръст от 28 пункта спрямо началото на 2016 г. Основен стимул, който би мотивирал домакинствата да газифицират жилищата си е стартиране на програма за безвъзмездно финансиране (36%). Вследствие на проведените през 2016 г. действия за въздействие на пазара към ГРМ на дружеството са присъединени със 74% повече битови клиенти спрямо предходната година и с 24% повече небитови клиенти. Информация за реалния ефект от реализираните разходи за въздействие на пазара за 2015 г. и 2016 г. е посочена в Таблица № 14:

Таблица № 14

Параметър	Мярка	2015 г.	2016* г.	Изменение
Разходи за въздействие на пазара	хил. лева	(...)	(...)	(...)
Брой новоприсъединени битови клиенти	брой	(...)	(...)	(...)

* Данните за 2016 г. не са окончателни.

Увеличените разходи за въздействие на пазара през 2016 г. спрямо 2015 г. със (...) са довели до нарастване на броя новоприсъединени клиенти със (...);

- *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 2015 г.

2.1.1.2. Променливи разходи

Променливите разходи се увеличават от 811 хил. лв. за 2017 г. на 969 хил. лв. за 2019 г. Тези разходи включват:

- *разходи за одорант*, които са в размер на 0.72 лв./1000 м³ природен газ (20 мг/1000 м³) и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- *загуби на газ*, прогнозирани в съответствие с Методиката за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ на база на отчетените загуби на природен газ за 2014 г. и 2015 г.

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 2929 хил. лв. за 2017 г. на 3060 хил. лв. за 2019 г. Начинът на формиране на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по икономически елементи следва логиката на формиране на разходите за дейността „разпределение на природен газ“.

Разходите за материали са с относителен дял 0.35% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ“, като се увеличават от 10.3 хил. лв. през 2017 г. на 10.9 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за външни услуги представляват 52% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ“ и нарастват от 1539 хил. лв. през 2017 г. на 1553 хил. лв. през 2019 г.

Други разходи за външни услуги включват:

- услуги по отпечатване и разнасяне на фактури, управление и събиране на вземанията - (...) хил. лв./год.;

- ИТ и информационно обслужване – 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) – (...) хил. лв./год.;

- услуги по управление на персонала, осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, обслужване и развитие на служителите в дейност снабдяване – (...) хил. лв./год.

Разходите за амортизации представляват 0.8% от УПР. Тези разходи остават непроменени на ниво от 24 хил. лв. годишно през целия период.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 37% от УПР и нарастват от 1054 хил. лв. през 2017 г. на 1143 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за социални осигуровки и надбавки се увеличават от 273 хил. лв. за 2017 г. на 297 хил. лв. за 2019 г.

Други разходи са с относителен дял 1% от УПР и нарастват от 30 хил. лв. за 2017 г. на 33 хил. лв. в края на регулаторния период. Те включват разходи за работно облекло, обучение и квалификации, командировки, свързани с обслужване на клиентите по територии, публикации и др.

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. 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.

Стойностите 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 обобщени съответно в Таблицы № 15 и 16:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 15**

№	Описание	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	341 551	352 729	360 969
2	Натрупана амортизация	159 122	173 623	188 838
3	Финансирания	17 729	18 701	19 571
4	Оборотен капитал	1945	1984	2046
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	166 645	162 390	154 606
6	Норма на възвръщаемост	10.5%	10.7%	10.9%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.:	17 651	17 495	17 022
7.1	от АУП	112	104	96
8	Разходи, в т.ч.:	33 346	34 563	35 775
8.1	от АУП	4185	4188	4194
9=7+8	Необходими приходи за дейността разпределение	50 998	52 058	52 796

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)**Таблица № 16**

№	Описание	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	598	598	598
2	Натрупана амортизация	528	544	560
3	Финансирания			
4	Оборотен капитал	10 386	11 073	11 855
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	10 456	11 127	11 893
6	Норма на възвръщаемост	10.5%	10.7%	10.9%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.:	1110	1200	1310
7.1	от АУП	10	9	8
8	Разходи, в т.ч.:	2929	3007	3060
8.1	от АУП	358	355	350
9=7+8	Необходими приходи за дейността снабдяване	4039	4207	4370

За периода 2017-2019 г., инвестициите за лицензираните територии на „Овергаз Мрежи“ АД са в размер на около 24 604 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени около 16 806 хил. лв., а за съоръжения (небитови и битови клиенти) са планирани около 7798 хил. лв., в съответствие със заложените инвестиции в актуализираните бизнес планове за дейността на дружеството за периода 2015-2019 г.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 10.7% при структура на капитала 62% собствен и 38% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при 11.68% норма на възвръщаемост на собствения капитал и 7% норма на възвръщаемост на привлечения капитал. За определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е приложило „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА), като е използвало безлостов β коефициент (Oil/Gas Distribution) за страните от Западна Европа в размер на 0.92 по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern Scholl of Business. При отчитане на капиталовата структура на „Овергаз Мрежи“ АД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 1.42. Пазарната рискова премия за България е 9.23%. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочни ценни книжа (със срок над 10 години) в България. Премията е изчислена по данни на БНБ, като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период (септември 2015 г. - август 2016 г.). Размерът на безрисковата премия е 2.48%. В съответствие с Протоколно решение № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията в ценовия модел е заложена норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 11.68%, след данъчно облагане.

Актуалният размер на безлостовия β коефициент за 2017 г. за страните от Западна Европа е 1.10, като при отчитане на структурата на капитала на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов – 1.77. Общата пазарна рискова премия за страната е 8.40%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5.69%) и премията за специфичния за държавата риск (2.71%) по актуални данни от месец януари 2017 г. от горепосочения сайт. Актуалната премия по данни на БНБ е в размер на 2.2701%, обхващащ 12-месечен период януари - декември 2016 г.

При изчисляване с актуалните данни за 2017 г., нормата на възвръщаемост на собствения капитал и среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период са с по-високи стойности в сравнение с предложените от дружеството, в резултат на което считаме за целесъобразно да бъдат приети предложенията на заявителя.

„Овергаз Мрежи“ АД е сключило с „УниКредит Булбанк“ АД договор за заем в размер на 160 378 хил. лв. Цената на привлеченото финансиране е между (...) и (...). Лихвата по получения кредит е в размер на (...), състояща се от базов лихвен процент 3-месечен Софибор, като очакванията на дружеството са той да нараства плавно от (...) % до (...), т.е. средно ще е около (...). Премията над базовия лихвен процент към датата на договора е 0%, но може да нарасне до (...) в зависимост от риска на страната, икономическата и политическата несигурност. Очакванията на заявителя са средно за периода 2017-2019 г. премията да е (...) и надбавка за редовен дълг (...). Допълнителните такси, съпътстващи одобрението и обслужването на кредитите са в размер между (...)-(...) и включват: такса за управление на кредит ~ (...)-(...) годишно; такса ангажимент ~ (...) годишно върху неусвоената част от кредита; такса за изготвяне на оценка от лицензирана фирма на активите на кредитополучателя, които ще служат за обезпечение; такси за юридическо съгласуване на договорите за кредит от външни консултанти предвид големия размер на финансирането; държавни и нотариални такси за учредяване и заличаване на ипотеки; такси за вписване, подновяване и заличаване на залог в Централния регистър на активите на кредитополучателя съгласно Закона за особени залози; такса на лицензираната фирма, която извършва инвеститорски контрол при строителството на ГРМ за периода на ползване на привлечения капитал, като същата изготвя задължителни ежемесечни доклади до банката; такса на лицензирана фирма, извършваща строителен надзор; такса за предсрочно погасяване при рефинансиране със собствени средства или чрез нов банков кредит, около (...).

Цената на допълнително привлечения капитал за периода 2017-2019 г. ще е между (...)-(...) и включва лихва по новоотпуснати кредити в размер на (...). По данни на БНБ средният лихвен процент за новоотпуснати инвестиционни кредити в лева за нефинансови институции през 2016 г. в зависимост от размера им е средно (...) за кредити със срок до 5 години. Инвестициите на дружеството са по-дългосрочни, но липсват достатъчно данни за по-дългосрочни кредити в лева. Дружеството счита, че прогнозираните инвестиционни кредити над 5 години са по-високорискови, поради което е прогнозирал по-висок лихвен процент с (...), т.е. (...). Допълнителните такси и комисионни, съпътстващи одобрението и обслужването на кредитите са в размер между (...)-(...). Въз основа на горепосочените фактори, „Овергаз Мрежи“ АД планира цената на привлечения капитал за периода да бъде при годишен процент на разходите около (...)-(...) (за кредити над 1 млн. евро с над 5 години срок на изплащане).

С оглед на гореизложените аргументи, предложението за цени на заявителя е изготвено при среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал за периода 2017-2019 г. в размер на (...).

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период е представена по години и по групи клиенти в Таблица № 17:

Прогнозната консумация на природен газ

Таблица № 17

Консумация на природен газ по групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти, в т.ч.:	хил. м ³ /год.	226 904	242 639	261 070
с равномерно потребление	хил. м ³ /год.	121 815	133 640	145 300
с неравномерно потребление	хил. м ³ /год.	71 080	73 787	77 215
метанстанции	хил. м ³ /год.	34 009	35 211	38 555
Битови клиенти	хил. м ³ /год.	54 085	57 246	60 448
Общо:	хил. м³/год.	280 989	299 884	321 518

Количествата природен газ за разпределение при изчисляването на цената за разпределение на природен газ за трите обекта, собственост на „Топлофикация София“ АД са: 15 215 хил. м³ за 2017 г., 15 215 хил. м³ за 2018 г. и 15 215 хил. м³ за 2019 г.

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) 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 небитови клиенти се увеличават от 0.69 за 2017 г. на 0.70 за 2019 г. Тенденцията при коефициентите за битовите клиенти е намаление от 0.31 за 2017 г. на 0.30 за 2019 г. Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за небитови клиенти се увеличават през регулаторния период от 0.799 за 2017 г. на 0.803 за 2019 г. Коефициентите за битовите клиенти се изменят от 0.201 за 2017 г. на 0.197 за 2019 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: коефициентите при небитовите клиенти намаляват през регулаторния период от 0.306 за 2017 г. на 0.300 в края на периода, а при битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0.694 за 2017 г. на 0.700 за 2019 г.

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 1000 куб. м и/или в левове за MWh по групи клиенти. При образуване на цените за пренос на природен газ през ГРМ, в електронния модел е включена и цената за пренос на природен газ по МГО в размер на 4.75 лв./1000 м³. Тази цена е образувана като отношение на сумата на дисконтираните необходими годишни приходи и сумата на дисконтираните количества пренесен природен газ, свързани с преноса на природен газ по МГО за регулаторния период. Необходимите годишни приходи за пренос на природен газ по МГО не се разпределят по клиентски групи. Цената е еднаква за всички групи клиенти на лицензираните територии.

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.

В обосновките си „Овергаз Мрежи“ АД предлага за утвърждаване от КЕВР на единни цени по групи клиенти за всички свои лицензирани територии, въз основа на разпоредбата на чл. 5, ал. 2 от НРЦПГ. Предложеното актуализиране на параметрите на бизнес плановете на „Овергаз Мрежи“ АД води до изменение на цените за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на лицензираните територии. В тази връзка дружеството счита, че утвърдените през 2015 г. цени за териториите „Изток“, „Запад“ и „Юг“ следва да бъдат изменени в резултат на актуализирания бизнес план за съответната територия.

Утвърдените от КЕВР бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за периода 2015-2019 г. са изготвени с прогнози за развитие на пазара на природен газ при следните

условия: излизане от икономическата криза на България; ръст на БВП с над 2.5% на година; подобряване на инвестиционния климат в страната; значително намаляване на безработицата и увеличаване на доходите на домакинствата; либерализация на енергийния пазар; намаляване (с цел постепенно премахване) на кръстосаното субсидиране на ел. енергията и топлоенергията; забрана за извършване на лицензионна дейност от дружества без лицензии; премахване на „гроздовете“; нарастване на конкурентостта на природния газ спрямо алтернативите (ел. енергия, топлоенергия, мазут, нефта, пропан-бутан и т.н.); намеса на държавата с проекти за енергийна ефективност (например: ДЕЗИРЕ) за субсидиране на потребителите на енергия при инвестиции в икономически ефективни и екологични енергийни инсталации. Според дружеството анализа на тези условия показва, че в периода 2015-2016 г. е изпълнено само последното.

Според „Овергаз Мрежи“ АД предложението за утвърждаване на единни цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на лицензионните територии произтича и от следните обстоятелства:

Съгласно одобрените от КЕВР бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за дейността на дружеството за 2015-2019 г. на всички лицензирани територии, утвърдените приходи за дейността „разпределение на природен газ“ за 2015 г. са (...) хил. лева, а по отчетни данни приходите са (...) хил. лева. За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ утвърдените приходи за 2015 г. са (...) хил. лева., а по отчетни данни са (...) хил. лева. Изпълнението по отношение на приходите от лицензионни дейности е (...) за дейност „разпределение на природен газ“, а за дейност „снабдяване с природен газ“ – (...). Дружеството е получило (...) млн. лева по-малко от планираните приходи. Изпълнението на плана за приходите е резултат от изпълнението на плана на продажбите и утвърдените цени от 01.12.2015 г.;

Съгласно одобрените бизнес планове към края на 2015 г. броят на клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД е (...), от които: небитови – (...) и битови – (...), а по отчетни данни общият брой клиентите на дружеството е (...), от които: небитови – (...) и битови – (...). Изпълнението на бизнес плановете по отношение на броя на клиентите е (...). Планът за присъединяване на нови клиенти през отчетната 2015 г. е изпълнен на (...), като са присъединени (...) броя клиенти по-малко от планираните.

Съгласно одобрените бизнес планове на „Овергаз Мрежи“ АД за 2015 г. снабдените количества природен газ са (...) хил. м³, от които: на небитови клиенти – (...) хил. м³ и на битови клиенти – (...) хил. м³, а по отчетни данни дружеството е доставило (...) хил. м³, от които: на небитови клиенти – (...) хил. м³ и на битови – (...) хил. м³. Изпълнението на бизнес плановете по отношение на снабдените количества природен газ за 2015 г. е (...). За 2016 г. очакваното неизпълнение на плана на продажбите за 2016 г. е (...), т.е. с (...) млн. м³ по-малко количество природен газ от планираното.

При изпълнението на производствената програма е налице намаляване темпа на присъединяване на нови клиенти, респективно изоставане на плана за продажби на природен газ поради следните причини: спад в специфичните продажби на един клиент, средните продажби на един битов потребител са спаднали от 1.2 хил. м³ през 2007 г. на 0.91 хил. м³ през 2015 г. Основните причини, обуславящи спада в средните продажби на един клиент са: към ГРМ биват присъединявани жилища с все по-малка отопляема площ, намиращи се в колективни жилищни сгради; нарастване на средномесечната температура през 2016 г. спрямо 2015 г. Увеличава се броят на жилищата, в които са реализирани енергоспестяващи мерки; увеличава се процентът на клиентите, които по-ефективно управляват газовите си уреди и отоплителни инсталации. В условията на икономическа криза, част от клиентите свиват разходите си за сметка на условията на живот (в т.ч. и използването на енергия); намалява средният брой членове на домакинствата поради демографския срив; променят се нагласите на домакинствата към газификация. Направените маркетингови изследвания показват, че делът на домакинствата, които твърдо са решили да се газифицират е в порядъка на 2% от съществуващия потенциал и 2/3 от потенциалните клиенти декларират, че не са обмисляли възможността за

газифициране на жилището. Основна причина за тези нагласи на потенциалните битови клиенти е високата първоначална инвестиция за изграждане на вътрешните газови и отоплителни инсталации. Необходимата за това инвестиция все още се възприема като висока, основно заради ниските доходи. Над 45% от потенциалните клиенти заявяват, че се нуждаят от подкрепа за осигуряване на необходимите им инвестиции за присъединяване към ГРМ, изграждане и преоборудване на отоплителните им инсталации за използване на природен газ.

Наблюдава се спад в потреблението на природен газ на небитови клиенти. В стопанския сектор съществуващите клиенти намаляват консумацията на природен газ поради свиване и прекратяване на производството, вследствие влошените икономически условия в страната. Общо 75% от спада при разпределението на природен газ се дължи на намаленото производство поради свито търсене и загуби на пазарни позиции; около 12% от спада се дължат на въвеждане на енергоефективни мерки. Средните продажби на един небитов клиент са спаднали от 118 хил. м³ през 2007 г. на 74 хил. м³ през 2014 г. и на 72 хил. м³ през 2015 година.

Факторите, които допълнително влияят на търсенето са: липса на финансиране за преоборудване на инсталации за работа с природен газ и/или забавено финансиране вследствие на административни пречки при усвояването на средства от европейски или бюджетни източници; страх у инвеститорите за предприемане на каквато и да е инвестиция поради липсата на последователна и прогнозируема политика в областта на енергетиката. Всичко това оказва влияние върху решението на потенциалните стопански клиенти да не предприемат инвестиционни действия за замяна на използваните горива и енергоносители с природен газ. Наред с въздействието на финансово-икономическата криза, която директно рефлектира върху изпълнението на бизнес плана на дружеството, могат да бъдат открити и други негативни фактори, като нелоялна конкуренция, повече от половината компресорни станции в страната се присъединяват не към ГРМ, а към газопроводите на собственици, които не са лицензианти (т.нар. „гроздове“). Това е предпоставка за „спестяване“ на разходи за сметка на безопасност, както и за кражби на природен газ, който след това се препродава на дъмпингови цени „под нормалната себестойност“. В резултат на тези действия, себестойността на услугите по доставка на природния газ е занижена, спрямо нормалната за пазара. Всичко това ощетява и нелоялно конкурира дейността на газоразпределителните дружества. Правният режим на изграждане на газовата инфраструктура по никакъв начин не допринася за ускоряване на газификацията на домакинствата, като пример може да се посочи неприложената регулация в много населени места, бавния инвестиционен процес по изграждане на ГРМ, обусловен от редица разрешителни и необоснованите такси, налагани от много общини.

Според „Овергаз Мрежи“ АД на база на анализа на отчетните данни за 2015 г., извършените задълбочени маркетингови проучвания и оценка на потенциала на лицензираните територии са изготвени актуализираните бизнес планове за периода 2015-2019 г. Направен е изчерпателен анализ на финансово-икономическата криза, предизвикала рецесия в стопанския сектор и обедняване на битовите клиенти. Наченките на стабилизиране на икономиката са предпоставка за предприемане на агресивна кампания за въздействие върху пазара. Само чрез интензивна рекламна политика ще бъдат активизирани потребителите и ще могат да се постигнат планираният брой клиенти и продажби. Активното въздействие върху пазара, особено в период след криза, ще се отрази благоприятно върху процеса на газификация и присъединяване на потребители.

4.3. 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 заявления 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 лева/клиент. С оглед гарантиране на заявления 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 цени за присъединяване към ГРМ на „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираните територии са посочени в Таблица № 18.

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 18</i>
Групи и подгрупи клиенти		Пределни цени (лв./клиент)
Стопански клиенти		
до 25 м ³ /ч вкл.		430.83
до 50 м ³ /ч вкл.		1152.60
до 1000 м ³ /ч вкл.		2401.55
до 3000 м ³ /ч вкл.		3603.14
над 3000 м ³ /ч		4260.32
Битови клиенти		430.83

Забележка*: Предложените цени са без включен ДДС.

С оглед гореизложеното, предвид анализа на представените данни в подадените от „Овергаз Мрежи“ АД заявления с вх. № Е-15-57-39 от 11.10.2016 г., № Е-15-57-38 от 11.10.2016 г. и № Е-15-57-37 от 11.10.2016 г., и подкрепящите ги документи и обосновки, предложените от дружеството единни цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване към газоразпределителните мрежи на лицензираните територии за периода 2017-2019 г., са формирани в съответствие с инвестиционните и производствените програми на дружеството, заложили в актуализираните бизнес планове за всички лицензирани територии за периода.

Изказвания по т.3:

Докладва Г. Дечева. „Овергаз Мрежи“ АД осъществява лицензионна дейност върху териториите за които има издадени лицензии: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“. С промените в Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ през 2015 г. е дадена възможност на всички дружества, които притежават повече от една лицензионна територия да изявят желание и да депозират своите намерения да прилагат единни цени, които да са валидни за всички територии за които имат издадени лицензии. От това право се е възползвало „Овергаз Мрежи“ АД. През 2015 г. на дружеството са утвърдени цени за териториите „Изток“, „Запад“ и „Юг“, а за „Север“ и за Столична община регулаторният период е завършил през 2016 г. Настоящото заявление цели да се направят единни цени за всички лицензионни територии в рамките на вече утвърден регулаторен период за цените до 2019 г. Затова всички параметри на ценообразуващите елементи в доклада на работната група са до 2019 г. В доклада са представени доказателства и обосновки на дружеството, които са свързани

с ценообразуващите елементи. Работната група е наблегнала на изискването на чл. 11: да се докаже, че тези единни цени ще имат положителен ефект за клиентите на дружеството. На първо четене се вижда, че цените са по-ниски, но има и много други положителни страни относно единните цени. Чрез тях дружеството може да си оптимизира разходите. Това се показва и чрез по-ниските цени. На самите клиенти ще бъде по-удобно да имат възможност да предвидят разходите си, ако притежават обекти в различни лицензионни територии. До този момент „Овергаз Мрежи“ АД е присъединило (...) броя клиенти по-малко от планираните за годината. Това е довело до по-ниска консумация на природен газ и до по-малки отчетни годишни приходи за всички лицензионни територии спрямо утвърдените годишни приходи. Това е една от причините самото дружество да поиска актуализация на бизнес плановете и единни цени. В тарифната структура няма промени. Основните клиентски групи са запазени: стопански клиенти с равномерно и неравномерно потребление и битови клиенти. Отделна група са клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД. В обосновките на дружеството е показана и разликата между обекти, които са клиенти на „Топлофикация София“ ЕАД и възникналият конфликт с топлофикацията в гр. Разград. Основно нещата се свеждат до собствеността на газопровода. В единия случай той е собственост на „Топлофикация София“ ЕАД и оттам клиентите ползват преференциални цени, макар и присъединени към газопровода на „Овергаз Мрежи“ АД. В случая с град Разград довеждащият газопровод е собственост на „Овергаз Мрежи“ АД и дружеството може да си начисли съответните разходи и може да определи конкретни цени за всички потребители, които са на този газопровод. Регулаторният период е от само три години. Предложената от дружеството норма на възвръщаемост е изчислена по метода за оценка на капиталовите активи, което е станало практика на Комисията. Работната група е установила, че получените стойности са по-високи от предложението на дружеството и поради тази причина приема предложението на „Овергаз Мрежи“ АД, което е с по-ниската стойност. Работната група подробно е представила в доклада всички обосновки, които са изискани допълнително с цел изясняване на някои факти и обстоятелства около ценообразуващите елементи. Работната група предлага на Комисията да приеме доклада и проекта на решение и да насрочи открито и обществено обсъждане.

А. Йорданов каза, че при утвърждаването на бизнес плана и цените „Овергаз Мрежи“ АД се е позовало на наличие на търговска тайна в заявленията. Изискана е мотивировка за данните, които са заличени в неуповириелното заявление. Това трябва да бъде съобразено и данните да се заличат и от протокола, който трябва да бъде публикуван. „Булгартрансгаз“ ЕАД не се е позовало на наличие на търговска тайна и информацията не трябва да се заличава.

Р. Осман запита дали дружеството не е представило информация.

А. Йорданов отговори, че информацията е предоставена, но е казано, че не трябва да се разкрива на трети лица.

Р. Осман каза, че няма смисъл дружеството да казва на КЕВР какво трябва да направи. Комисията знае какво се прави с подобна информация. Добре е да се изпрати писмо по този въпрос.

А. Йорданов отговори, че затова е поискана обосновка защо дружеството държи на това.

Р. Осман запита дали информацията отговаря на изискванията за съответното ниво поуповириелност.

А. Йорданов отговори, че членовете на работната група твърдят, че отговаря.

Р. Осман каза, че преди известно време също е имало подобен случай. Има служител, който отговаря за тази дейност в Комисията. Добре е да се проверява дали информацията наистина отговаря на изискванията за съответното ниво на поуповириелност. В подобен случай е редно да има произнасяне от страна на служителя на Комисията.

И. Иванов каза, че досега това не е правено, но тази практика ще бъде въведена.

Р. Осман обърна внимание, че това не е задължение на отдела, защото експертите в него не могат да преценят кое е поуповириелно. В Комисията има служител, който отговаря

за тази дейност и получава възнаграждение за това нещо. Нормално е той да бъде сезиран, когато се забележи подобно нещо и след това да се прецени какви действия да се предприемат. Този служител е обучен и има съответната квалификация да направи това. Членовете на Комисията също имат съответното ниво за боравене с такъв тип документация. Р. Осман каза, че не е много убеден, че дружествата са коректни, когато се позовават на търговската тайна и допълни, че в трудовата си практика е срещал документи, които не притежават съответното високо ниво на поверителност. Затова трябва да се работи много усилено в тази насока. Р. Осман каза, че се опасява, че от страна на някои дружества има злоупотреба с правото и те прекалено много вдигат нивото на поверителност.

И. Иванов каза, че е съгласен с казаното от Р. Осман. Преди около шест месеца е провел телефонен разговор със Сашо Дончев, който е заявил, че в доклад на Комисията е имало данни, които са поверителни и че тези данни са използвани от журналистка за публикация в един от ежедневниците. И. Иванов каза, че е направена проверка и се е оказало, че всички тези данни са публикувани в Търговския регистър и няма нищо поверително в тях. Това е потвърждение, че дружествата не трябва да превишават нивото на поверителност.

А. Йорданов каза, че Р. Осман правилно обръща внимание на този въпрос, но в този случай не става въпрос за класифицирана информация. КЕВР се е обърнала към Комисията за защита на конкуренцията да подпомогне експертите при изработването на критерии относно класифицирането на информацията.

Р. Осман каза, че говори по принцип.

А. Йорданов допълни, че ще бъдат изготвени вътрешни правила по този въпрос.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, 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 подадени от „Овергаз Мрежи“ АД заявления за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.

2. Приема проект на решение относно утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1. на 29.03.2017 г. от 10:00 ч. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Овергаз Мрежи“ АД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на 29.03.2017 г. от 10:15 ч., за участие в което да бъдат поканени заинтересованите лица;

5. Докладът, проектът на решение, датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете

на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров.

Решението е взето с **четири гласа „за“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.05.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

II. Елементите, формиращи разходната компонента на цената на природния газ за балансиране са, както следва:

1. Необходими годишни приходи за дейността балансиране – 1508 хил. лв.;
2. Сумарен годишен дисбаланс – 156 000 хил. м3 (1 659 840 MWh);
3. Норма на възвръщаемост на капитала – 8.12%.

По т.2 както следва:

1. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище за периода 2015-2019 г. включително;

2. Одобрява актуализиран 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 2015-2019 г. включително;

3. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог за периода 2015-2019 г. включително;

4. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г. включително;

5. Одобрява актуализиран бизнес план на „Овергаз Мрежи“ АД за територията на обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени, Левски за периода 2015-2019 г. включително.

По т.3 както следва:

1. Приема доклад относно подадени от „Овергаз Мрежи“ АД заявления за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.

2. Приема проект на решение относно утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1. на 29.03.2017 г. от 10:00 ч. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Овергаз Мрежи“ АД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на 29.03.2017 г. от 10:15 ч., за участие в което да бъдат поканени заинтересованите лица;

5. Докладът, проектът на решение, датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-3 от 14.03.2017 г. относно заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-100 от 08.03.2017 г. и Решение на КЕВР № БП-3 от 14.03.2017 г. относно заявления от „Овергаз Мрежи“ АД за одобряване на актуализирани бизнес планове за лицензираните територии: Столична община (в т. ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2015-2019 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк- 101 от 08.03.2017 г. и проект на решение относно заявления от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на лицензираните територии на: Столична община (в т.ч. СОР Банкя) и община Божурище, „Изток“, „Запад“, „Север“ и „Юг“ за периода 2017-2019 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА