

**РЕШЕНИЕ**

**№ Ц – 44**

**от 30.11.2015 г.**

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

на закрито заседание, проведено на 30.11.2015 г., като разгледа подадените от „Овергаз Мрежи” АД заявления за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи” АД на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, както и събраните данни от проведените на 04.11.2015 г. открито заседание и на 13.11.2015 г. обществено обсъждане, установи следното:

В Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), сега Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз” ЕАД (с ново наименование „Овергаз Мрежи” АД), с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството след вливане в него на лицензираните дружества „Овергаз Изток” АД, „Овергаз Север” ЕАД, „Овергаз Юг” АД и „Овергаз Запад” АД, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-45 от 13.02.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на подадените 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 преглед на данните и представените документи е установено следното:

С Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, на основание чл. 52, ал. 1 от ЗЕ, чл. 87, ал. 1 и чл. 88, ал. 3, т. 1 от НЛДЕ, е дадено разрешение за преобразуване на лицензианти чрез вливане в дружеството „Софиягаз” ЕАД на дружествата: „Овергаз Изток” АД, „Овергаз Юг” АД, „Овергаз Запад” АД и „Овергаз Север” ЕАД, като на дружеството са издадени нови лицензии за териториите на вливащите се дружества.

Видно от Решение № Л-438 от 30.03.2015 г. на КЕВР, Комисията, на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ е одобрила отделни бизнес планове за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на приемащото дружество нови лицензии, както и бизнес план за територията на действащата лицензия на „Софиягаз” ЕАД.

С решението, КЕВР е указала на дружеството до утвърждаване на нови цени за териториите на издадените нови лицензии, да прилага съответните цени, утвърдени с Решение № Ц-011 от 08.03.2010 г., Решение № Ц-16 от 28.05.2009 г., Решение № Ц-01 от 18.01.2010 г. и Решение № Ц-36 от 26.09.2012 г.

С писмо № Е-15-01-2 от 24.04.2015 г. дружеството уведомява КЕВР, че на 23.04.2015 г. е извършено вписване в Търговския регистър към Агенцията по вписванията. Новото наименование на дружеството е „Овергаз Мрежи” АД.

„Овергаз Мрежи“ АД е подало актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството за всички лицензирани територии за периода 2015-2019 г., ведно с допълнителни документи.

В хода на административното производство е проведена кореспонденция със заявителя, като с писма с изх. № Е-ЗЛР-Р-3 от 29.01.2015 г., № Е-15-02-4 от 18.02.2015 г. и с изх. № Е-15-02-4 от 11.08.2015 г. същият е уведомен, че с оглед разглеждане по същество на преписката за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи за периода 2015-2019 г. за териториите на издадените на „Овергаз Мрежи“ АД лицензии, е необходимо да представи в КЕВР отделни заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности за отделните територии и газоразпределителни мрежи по издадените на дружеството лицензии вследствие преобразуването. Горното се основава на разпоредбите на действащите нормативни актове, приложими в административното производство по утвърждаване на цени, а именно чл. 31 и чл. 41, ал. 2 от ЗЕ, чл. 9-10, чл. 12, чл. 19-20 и други от НРЦПГ относно формирането на ценообразуващите елементи, чл. 15 от НЛДЕ, както и предвид факта, че на основание чл. 13, ал. 4 от НЛДЕ на дружеството са одобрени отделни бизнес планове за различните лицензирани територии и съответно газоразпределителни мрежи, определени с издадените на дружеството лицензии.

Във връзка с гореизложеното, „Овергаз Мрежи“ АД е подало отделни заявления с вх. № № Е-15-57-18, Е-15-57-19 и Е-15-57-20 от 27.08.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на териториите съответно 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“ (Лицензия № Л-438-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-438-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог (Лицензия № Л-440-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-440-12 от 30.03.2015 г.);

- общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера (Лицензия № Л-439-08 от 30.03.2015 г. и Лицензия № Л-439-12 от 30.03.2015 г.).

Предвид писменото изявление на „Овергаз Мрежи“ АД, обективизирано чрез направените искания по горецитираните заявления за утвърждаване на цени за лицензионните дейности на отделните лицензирани територии, подадените заявления с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. и вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. не подлежат на разглеждане по същество. С оглед гореизложеното, административното производство по утвърждаване на цени се е развило чрез разглеждане на подадените от дружеството отделни заявления за утвърждаване на цени, като преценката им за съответствие със законовите изисквания е извършена в отделни административни производства.

Настоящото производство е по повод подаденото от „Овергаз Мрежи“ АД в КЕВР заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., съдържащо искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за териториите на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-179 от 07.09.2015 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на ЗЕ и НРЦПГ.

Във връзка с установени несъответствия с приложимите разпоредби на НРЦПГ, с писмо с изх. № Е-15-57-18 от 02.09.2015 г. от дружеството е изискано: да преработи електронния модел на цените, като в справка „норма на възвръщаемост на капитала“ посочи процента на данъчните задължения, съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от НРЦПГ, както и да бъде приложена среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал съгласно решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на Комисията. На основание чл. 10, ал. 3, във връзка с ал. 2 от НРЦПГ, дружеството е уведомено за необходимостта да представи и следната допълнителна информация: писмена обосновка и доказателства във връзка с приложения подход за формиране на предложените цени за разпределение и за снабдяване с природен газ в MWh при горна граница на калоричност 9 000 kcal/m<sup>3</sup>; писмена обосновка на приложения подход при формирането на предложените от дружеството цени за снабдяване с природен газ на стопанските клиенти с неравномерно потребление до 5 000 m<sup>3</sup>/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец; писмена обосновка на прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди на клиенти, както и график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г., изготвен съгласно изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, както и данни и доказателства относно начина на формиране на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството за периода 2015-2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., „Овергаз Мрежи“ АД е представило изменено заявление за утвърждаване на цени, справки на хартиен носител, ведно с преработен електронен модел, както и изисканите писмени обосновки.

С писмо изх. № Е-15-57-26 от 07.10.2015 г. от дружеството е изискана информация и документи във връзка с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ относно сключени договори за доставка на природен газ. С писмо с вх. № Е-15-57-26 от 15.10.2015 г. „Овергаз Мрежи“ АД е представило изисканата информация с отбелязване, че същата представлява търговска тайна.

Подробна информация относно всички факти и обстоятелства във връзка с административните производства по заявление с вх. № Е-15-02-4 от 09.02.2015 г. от „Софиягаз“ ЕАД и актуализирано заявление с вх. № Е-15-02-4 от 26.05.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, както и резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г. и изменено заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, предмет на настоящото решение са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-298 от 23.10.2015 г. В съответствие с чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от НРЦПГ, цитираният доклад е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 218 от 28.10.2015 г., т. 6, и е публикуван на интернет страницата на Комисията, ведно с датата и часа за провеждане на открито заседание.

Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.11.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Овергаз Мрежи“ АД. Представителят на лицензианта е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражение по него. В КЕВР не е постъпвало становище от дружеството след откритото заседание. С решение по Протокол № 229 от 09.11.2015 г., т. 8, КЕВР е приела проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството и е насрочила дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 13.11.2015 г., представителят на „Овергаз Мрежи“ АД е заявил, че няма възражения по предложените цени в проекта на решение. На общественото обсъждане не са присъствали поканените заинтересовани лица съгласно чл. 14, ал. 2 от ЗЕ.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Овергаз Мрежи“ АД.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено 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 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, издадени за срок от 26 години.

Дружеството е представило доказателства 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).

В приложена писмена обосновка към подаденото заявление за утвърждаване на цени, „Овергаз Мрежи“ АД на основание чл. 14 от НРЦПГ предлага за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, която според дружеството е съобразена с нормативните изисквания и пазарните условия. Заявителят посочва, че в ЗЕ са дефинирани основните групи клиенти: клиенти на природен газ за стопански нужди и клиенти на природен газ за битови нужди, като тази диференциация отчита особеностите при търговските взаимоотношения и техническите нормативи, прилагани при газификацията на двете основни групи клиенти. Съгласно цитираната разпоредба от НРЦПГ, газоразпределителните дружества формират групите клиенти и тарифните компоненти на база сходни характеристики на потребление и/или по друг признак. Разработената от дружеството тарифна структура е блокова.

Видно от така предложената тарифна структура, са обособени следните групи: група битови клиенти и група стопански клиенти, включваща подгрупите клиенти с равномерно и с неравномерно потребление. В последната група „Овергаз Мрежи“ АД е обособило допълнителна клиентска група - метанстанции. Дружеството обосновава това предложение с мотиви, че метанстанциите не използват природния газ за собствени нужди, а след преработка (компресиране) го продават на крайни клиенти на природен газ. В тази връзка, при метанстанциите съществува по-голям риск от погрешни заявки, тъй като те не са крайни клиенти на природен газ. Те трябва да прогнозираят бъдещото потребление на своите клиенти за следващата година, за разлика от един обикновен стопански клиент, който носи риска от грешни заявки за собственото си потребление, което е много по-лесно за прогнозиране и управление. „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че на лицензионната територия работят метанстанции, пряко присъединени към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които купуват природния газ на цената, по която купува и газоразпределителното дружество (ГРД). Това поставя метанстанциите, присъединени към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД в изключително неизгодна позиция. Дружеството счита, че изложените факти са основание за обособяването на метанстанциите в самостоятелна група.

Комисията приема, че предложената тарифна структура е в съответствие с чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, като предложените групи са обособени в зависимост от сходни характеристики на потребление. Дружеството е обосновало предложената за утвърждаване тарифна структура по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Видно от обосновката на дружеството, за изчисляване на цените за разпределение на природен газ, групите клиенти са формирани на база годишно потребление и режим на потребление на природен газ, представени в Таблица № 1.

Таблица № 1

Основна клиентска група	Клиентска група по годишно потребление	Клиентска група по режим на потребление	Критерий за делене на равномерни / неравномерни	
			ФН (фактор на натоварване), %	ММК (максимална месечна консумация), хил. м <sup>3</sup> /месец (МВтч/месец)
Битови клиенти		Неравномерно потребление		
Клиенти на природен газ за стопански нужди	До 5 000 м <sup>3</sup> /год., вкл. (52 МВтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление		
	До 50 000 м <sup>3</sup> /год. (523 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 4,6 (95.9)
	До 100 000 м <sup>3</sup> /год. (1 047 МВтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 4,6 (95.9)
		Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 12,5 (261.6)
	До 200 000 м <sup>3</sup> /год. (2 093 МВтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 12,5 (261.6)
		Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 25,0 (523.3)
	До 400 000 м <sup>3</sup> /год. (4 186 МВтч/год.), вкл.	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 25,0 (523.3)
		Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 50,0 (1 046.5)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 50,0 (1 046.5)
	До 600 000 м <sup>3</sup> /год. (6 279 МВтч/год.), вкл.	Метанстанции	-	-
		Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 83,3 (1 744.2)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 83,3 (1 744.2)
	До 800 000 м <sup>3</sup> /год. (8 372 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 116,7 (2 441.9)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 116,7 9 (2 441.9)
	До 1 000 000 м <sup>3</sup> /год., (10 465 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 150,0 (3 139.5)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 150,0 (3 139.5)
		Метанстанции	-	-
	До 2 000 000 м <sup>3</sup> /год., (20 930 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 250,0 (5 232.6)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 250,0 (5 232.6)
	До 3 000 000 м <sup>3</sup> /год., (31 395 МВтч) вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 416,7 (8 720.9)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 416,7 (8 720.9)
	До 4 000 000 м <sup>3</sup> /год., (41 860 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 583,3 (12.209.3)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 583,3 (12 209.3)
	До 5 000 000 м <sup>3</sup> /год., (52 326 МВтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 750,0 (15 697.7)
		Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 750,0 (15 697.7)
		Метанстанции	-	-
До 7 000 000 м <sup>3</sup> /год., (73 256 МВтч/год.) вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1 000,0 (20 930.2)	
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 1 000,0 (20 930.2)	

До 10 000 000 м <sup>3</sup> /год., (104 651 Мвтч/год.), вкл.	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	ММК ≤ 1 416,7 (29 651.2)
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	ММК > 1 416,7 (29 651.2)
Над 10 000 000 м <sup>3</sup> /год. (104 651 Мвтч/год.)	Равномерно потребление	ФН ≥ 50%	
	Неравномерно потребление	ФН < 50%	

Клиенти с равномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване  $ФН \geq 50\%$  или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Клиенти с неравномерно потребление са клиентите, работещи с месечен фактор на натоварване  $ФН < 50\%$  или максимална месечна консумация (ММК), както е указана в таблицата за съответната клиентска група.

Факторът на натоварване и ММК се определят по данните в договора за доставка на природен газ за всеки стопански клиент.

Съгласно чл. 14, ал. 3 от НРЦПГ, цените от тарифната структура включват следните компоненти: цени за разпределение на природен газ (пренос по газоразпределителната мрежа и отчитане на природен газ) - еднокомпонентни, в лева/1000 м<sup>3</sup> (лева/MWh); цени за снабдяване с природен газ - еднокомпонентни в лева/клиент на месец или в лева/1000 м<sup>3</sup> (лева/MWh). Предложението на „Овергаз Мрежи“ АД цените да бъдат посочени и в лева/MWh цели прозрачност и лесна сравнимост на цените на природния газ за крайните клиенти с цените на алтернативните енергоносители. За определяне на цените в MWh за съответните групи е използвана горната граница на калоричност (ГГК) на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup> на база 5-годишни отчети на оператора на газопреносна мрежа). Използването на ГГК е съгласно т. 12 от Допълнителните разпоредби на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (обн. ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г.). Друг аргумент, който заявителят е изложил в подкрепа на прилагането на ГГК, е Директива 2008/92/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 22 октомври 2008 година относно процедура на Общността за подобряване на прозрачността на цените на газ и електроенергия за промишлени крайни потребители, използвана при изготвяне на статистическите доклади на EUROSTAT. В тази връзка „Овергаз Мрежи“ АД е представило таблица с ГГК за период от пет години (2010-2014 г.), по месеци, от която е видно, че средната калоричност за разглеждания период е 8 998 kcal/m<sup>3</sup>.

„Овергаз Мрежи“ АД заявява, че при промяна на калоричността на природния газ с  $\pm 100 \text{ kcal/m}^3$ , тарифните групи и съответните цени автоматично ще бъдат преизчислявани в енергийни единици.

Във връзка с формиране на предложените цени за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 м<sup>3</sup>/год. и битовите клиенти в лева/клиент на месец, Комисията е изисквала от дружеството обосновка на това предложение. В представената писмена обосновка, „Овергаз Мрежи“ АД посочва, че утвърдените от Комисията и действащи в момента цени за тези категории клиенти на дружеството са в същата дименсия - лева/клиент на месец. Според дружеството, прилагането на този подход води до положителен ефект за клиентите, тъй като те получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията им са най-високи. В допълнение, когато клиент заяви, че няма да консумира природен газ за определен период, той не заплаща цена за снабдяване за този период.

Предвид гореизложеното, Комисията приема, че предложението на заявителя за формиране на цената за снабдяване с природен газ на стопански клиенти с неравномерно потребление до 5 000 м<sup>3</sup>/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.

## 1. Регулаторен период

Предложеният от „Овергаз Мрежи” АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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 обосновани 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 прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи и подгрупи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № № 2 и 3:

*Дейност „разпределение на природен газ”*

*Таблица № 2*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т.ч.	хил.лв.	9 620.6	9 506.9	9 574.8	9 491.5	9 476.8
с равномерно потребление	хил.лв.	3 599.1	3 533.6	3 562.5	3 530.3	3 481.3
с неравномерно потребление	хил.лв.	4 751.5	4 718.6	4 744.2	4 697.7	4 728.6
метанстанции	хил.лв.	1 270.1	1 254.6	1 268.1	1 263.6	1 266.8
Битови клиенти	хил.лв.	2 551.2	2 474.8	2 532.0	2 528.8	2 534.7
<b>Общо:</b>	<b>хил.лв.</b>	<b>12 171.8</b>	<b>11 981.7</b>	<b>12 106.8</b>	<b>12 020.3</b>	<b>12 011.5</b>

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

*Таблица № 3*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти	хил.лв.	539.5	565.6	606.7	637.4	668.8
Битови клиенти	хил.лв.	385.5	416.3	431.6	461.8	493.2
<b>Общо:</b>	<b>хил.лв.</b>	<b>925.0</b>	<b>981.9</b>	<b>1 038.3</b>	<b>1 099.2</b>	<b>1 162.0</b>

### 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. В Таблица № 4 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за регулаторния период:

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 4*

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:	%
<b>Общо разходи в т.ч.</b>	<b>7 805.1</b>	<b>7 851.3</b>	<b>8 187.1</b>	<b>8 327.0</b>	<b>8 552.1</b>	<b>40 722.55</b>	<b>100%</b>
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	7 230.3	7 247.2	7 557.7	7 670.3	7 868.3	37 573.72	92%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	574.8	604.1	629.4	656.7	683.8	3 148.83	8%

Дружеството е представило обосновка за разпределението на административно-управленските разходи (АУП) по отделните лицензирани територии, изчислени на база относителния дял на продажбите на природен газ за съответната територия в общите продажби на дружеството. Съгласно представената обосновка, разходите за периода 2015-2019 г. са планирани въз основа на реализираните през 2014 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 газоразпределителната мрежа (ГРМ), отчетна стойност на ГРМ, брой персонал.

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

### **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 енергийното предприятие. 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 АУП. Съгласно обосновката на дружеството, разходите за административно-управленския персонал са разпределени пропорционално за двете лицензионни дейности. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 7 230 хил. лв. през 2015 г. до 7 868 хил. лв. през 2019 г., или се увеличават с 9% 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 през регулаторния период от 145 хил. лв. през 2015 г. до 156 хил. лв. през 2019 г., или с 8%. Тези разходи включват:

- горива за автотранспорт, прогнозирани на база постигнатото ниво за 2014 г.;
- канцеларски материали, които са прогнозирани в зависимост от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход на служител през 2014 г.;
- материали за текущо поддържане на ГРМ: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата, и 0.15% от средната стойност на линеен метър (125 лв./м). Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозирани на база брой на съоръженията и 0.15% от средната стойност на съоръжение (1 007 лв./съоръжение). Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“ – пренос по ГРМ и пренос по магистралните газопроводни отклонения (МГО);

- други материали, планирани на база годишен разход за 2014 г.

*Разходите за външни услуги* представляват 22% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 1 646 хил. лв. през 2015 г. до 1 683 хил. лв. през 2019 г., или ръст от 2% за 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 са за техника и имоти, изчислени на база разходите за 2014 г. Застраховката на персонал за съответната дейност е в размер на 100 лв./служител;

- разходи за данъци и такси, които са прогнозирани на база извършени разходи за 2014 г. Прогнозираните лицензионни такси са 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 постоянен компонент в размер на 2 000 лв.;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, които са прогнозирани на база извършени разходи за 2014 г.;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които са 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. От 2015 г. комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на съоръженията и газопроводите ще се извършва от служителите на дружеството, а не от специализираната фирма от групата на Овергаз. В резултат на това, разходите по това перо са намалени, а разходите за персонала (заплати, осигуровки и социални), материали и транспорт са увеличени. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;



- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, които са планирани като функция от броя на персонала, ангажиран в съответната дейност, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- разходи за наеми: за сгради (включва се наем на помещения, разпределен на база брой служители по дейности); за газопроводи, съоръжения, техника (включва наем на газопровод). Отнасят се само за дейността „разпределение на природен газ“, като са планирани на база годишен разход за 2014 г.;

- разходи за транспортна услуга по видове дейности, във функция от изменението на броя на персонала за съответната дейност;

- 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“.

В обосновката за прогнозираните разходи за извършване на проверки на уреди, които подлежат на метрологичен контрол, дружеството е представило изготвен съгласно цитираната наредба график за извършване на тези проверки за периода 2015-2019 г. В Таблица № 5 са представени по години броят и разходите за проверка и ремонт на различните видове разходомери:

Таблица № 5

Наименование	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.	Брой	Разходи хил. лв.
Проверка на диафрагмени разходомери	3 081	49	633	10	2 396	38	2 538	41	3 560	57
Ремонт на диафрагмени разходомери	1 695	64	348	13	1 318	50	1 396	52	1 958	74
Проверка на ротационни разходомери	292	114	206	80	300	117	247	96	284	111
Ремонт на ротационни разходомери	44	50	31	36	45	52	37	43	43	49
<b>Общо:*</b>	<b>3 373</b>	<b>277</b>	<b>839</b>	<b>139</b>	<b>2 696</b>	<b>257</b>	<b>2 785</b>	<b>232</b>	<b>3 844</b>	<b>290</b>

\* Забележка: Общ брой на проверените средства за търговско измерване и разходите за проверка и ремонт

Дружеството посочва, че графикът за проверка на средствата за търговско измерване (СТИ) е изготвен в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а ротационните се проверяват през 2 години. Разходите за проверка са формирани на база графика и цената за проверка на съответно СТИ. В ценовия модел, в перо „проверка на средствата за търговско измерване“ са включени и разходи за ремонт на разходомерите, които са изчислени като произведение от броя на разходомерите за ремонт и цената за ремонт. Броят на разходомерите за ремонт е определен като процент от всички проверявани през съответната година разходомери на базата на отчетни данни.

Към разходите за външни услуги спадат и следните:

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозирани на база годишен разход за 2014 г. за съответната дейност;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от броя на персонала, зает в дейността, и средния годишен разход на служител за 2014 г.;

- други разходи за външни услуги включват: ИТ и информационно обслужване, като тези разходи се отнасят по дейности на база на прогнозния брой персонал и стойността на услугата за един човек годишно; права за ползване и текуща поддръжка на Корпоративната интегрирана система за производство и експлоатация на елементите на газовата инфраструктура, управление на отношенията с клиентите и вземанията от тях (модули АММ, CRM, Billing и BI);

*Разходите за амортизации* представляват 48% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи нарастват от 3 326 хил. лв. през 2015 г. до 3 770 хил. лв. през 2019 г., или приблизително увеличение с 13%. 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* представляват 17% от УПР за дейността и нарастват от 1 212 хил. лв. през 2015 г. до 1 250 хил. лв. през 2019 г., или с 3%.

*Разходите за социални осигуровки и надбавки* включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в 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 304 хил. лв. за 2015 г. на 314 хил. лв. за 2019 г., или ръст от 3%.

*Други разходи* – същите са с относителен дял 7% от УПР, като нарастват от 452 хил. лв. за 2015 г. до 506 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени:

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), които са прогнозирани като функция от броя на персонала в съответната дейност и средния годишен разход за 2014 г.;

- 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 2014 г.;

- разходи за данъци, удържани при източника, изчислени от дружеството съгласно чл. 35, чл. 36 и чл. 48 от ЗКПО като 10% от разходите за горива за автотранспорт и разходите за социални осигуровки и надбавки за съответната дейност;

- 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“;

- разходи за въздействие на пазара са прогнозирани в зависимост от планираните нови клиенти и са отнесени към дейност „разпределение на природен газ“. Съгласно представената обосновка, това са разходи за маркетинг и реклама; разходи, свързани с консултирането на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Заявителят посочва, че газоразпределителните дружества са не само транспортъри на енергийния източник и сервизна компания за обслужване на ГРМ и клиентите, но от ГРД се изисква активна дейност по разширяване на пазара, предоставяне на алтернативен източник на енергия и изпълнение на социални ангажменти към обществото, съгласно издадените лицензии.

- разходи за обучение и квалификация, които са планирани в зависимост от броя на персонала, зает в съответната дейност, и средния годишен разход на човек през 2014 г.

#### **2.1.1.2. Променливи разходи**

Променливите разходи се увеличават от 146 хил. лв. за 2015 г. до 190 хил.лв. за 2019 г. Тези разходи включват:

- разходи за одорант, които са в размер на 0.72 лв./1000 m<sup>3</sup> природен газ (20 mg/1000 m<sup>3</sup>) и се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозирани в съответствие с приетата от Комисията Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ, както и на база отчетните загуби на природен газ за 2013 г. и 2014 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 575 хил. лв. за 2015 г. на 684 хил. лв. за 2019 г. Начинът на формиране на разходите по икономически елементи следва логиката на формиране на разходите за дейността „разпределение на природен газ“.

*Разходите за материали са с относителен дял 0.4% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ“, като се увеличават през регулаторния период от 2.5 хил. лв. през 2015 г. до 2.9 хил. лв. през 2019 г.*

*Разходите за външни услуги представляват 43% от УПР за дейността и нарастват от 264 хил. лв. през 2015 г. до 274 хил. лв. през 2019 г.*

*Разходите за амортизации за дейността представляват 0.9% от УПР. Тези разходи нарастват от 5.8 хил. лв. през 2015 г. до 6 хил. лв. през 2019 г.*

*Разходите за заплати и възнаграждения представляват 44% от УПР и нарастват от 239 хил. лв. през 2015 г. до 317 хил. лв. през 2019 г.*

*Разходите за социални осигуровки и надбавки се увеличават от 57 хил. лв. за 2015 г. на 75 хил. лв. за 2019 г.*

*Други разходи са с относителен дял 1% от УПР, като нарастват от 7 хил. лв. за 2015 г. до 9 хил. лв. в края на регулаторния период.*

### 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. Така изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка. Изчислените стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, по години за регулаторния период, са обобщени съответно в Таблици № 6 и 7:

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

*Таблица №6*

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	81 064.2	82 711.5	84 413.7	86 131.9	87 863.7
2	Натрупана амортизация	35 861.5	39 220.1	42 690.5	46 279.8	49 990.4
3	Финансирания	2 747.2	3 033.4	3 383.9	3 748.7	4 070.6
4	Оборотен капитал	352.8	343.9	368.7	368.2	378.0
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	42 808.2	40 801.9	38 708.0	36 471.8	34 180.7
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	4 977.1	4 794.6	4 609.1	4 410.0	4 203.1
7.1	от АУП	39.0	35.8	32.8	29.6	26.5
8	Разходи, в т.ч.	7 170.2	7 187.1	7 497.7	7 610.3	7 808.4
8.1	от АУП	1 081.4	1 077.5	1 077.6	1 075.2	1 074.0
9=7+8	Необходими приходи за дейността разпределение	12 147.3	11 981.7	12 106.8	12 020.3	12 011.5

№	Описание	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Отчетна стойност на активите	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0
2	Натрупана амортизация	137.4	140.9	144.3	147.7	151.1
3	Финансираня					
4	Оборотен капитал	2 989.2	3 196.4	3 421.9	3 653.0	3 887.3
5=1-2-3+4	Регулаторна база на активите	3 009.7	3 213.5	3 435.6	3 663.3	3 894.2
6	Норма на възвръщаемост	12%	12%	12%	12%	12%
7=5x6	Възвръщаемост, в т.ч.	350.3	377.8	408.9	442.5	478.1
7.1	от АУП	3.1	3.0	2.7	2.5	2.3
8	Разходи, в т.ч.	574.7	604.1	629.4	656.7	683.8
8.1	от АУП	86.0	89.8	89.7	92.1	93.3
9=7+8	Необходими приходи за дейността снабдяване	925.0	981.9	1 038.3	1 099.2	1 162.0

За периода 2015-2019 г., инвестициите за териториите на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, са в размер на 7 222 хил. лв., от които: за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 4 860 хил. лв., а за съоръжения (небитови и битови клиенти) са планирани 2 362 хил. лв., в съответствие със заложените инвестиции в одобрения бизнес план.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Овергаз Мрежи“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 11.85% при структура на капитала 66% собствен и 34% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска от определената от Комисията с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., по т. 1 среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 11.68% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 9.60%.

Дружеството отбелязва, че при разглеждане на цената на привлечения капитал, следва да се има предвид цената на финансиране на нови проекти на групата като цяло. По данни на БНБ, средният лихвен процент за новоотпуснати кредити за инвестиционни проекти, в левове за нефинансови институции през 2014 г., в зависимост от размера им, е средно между 8.16% и 8.30% за кредити със срок над 5 години, каквито са инвестициите на дружеството.

„Овергаз Мрежи“ АД твърди, че след кризата от 2009 г. българските банки значително са увеличили изискванията при отпускане на кредити, като отпусканите заеми остават с високи лихви поради: несигурността в икономиката и банковия сектор, влошената бизнес среда в страната, повишените изисквания за капиталова адекватност в Еврозоната, нарасналият дял на необслужваните кредити. Освен това, към лихвения процент по кредитите стандартно има такси и комисиони, съпътстващи одобрението и обслужването им като: такса за управление на кредит приблизително 0.5% годишно, такса ангажимент от 0.25% до 0.5% годишно върху неусвоената част от кредита, такса за изготвяне на оценка от лицензирана фирма на активите на кредитополучателя (които ще служат за обезпечение), държавни и нотариални такси за учредяване на договорната ипотека, такси за вписване на залог в Централния регистър на особените залози 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, която извършва постоянен строителен надзор и такса за предсрочно погасяване при рефинансиране със собствени средства или чрез нов банков кредит (около 1%). Тези такси и комисиони оскъпяват

кредитния ресурс с допълнителни 1.5-2.0% от цената на привлечения ресурс на годишна база.

Заявителят посочва също, че плащанията на клиентите са със забава между 30 и 180 дни. Върху забавените плащания за природен газ дружеството дължи лихва за забава в размер на ОЛП + 10% на годишна база. Средно за 5-годишен период, ОЛП е в размер на 0.09%, т.е. лихвеният процент за забавените плащания е 10.09%.

Въз основа на горепосочените фактори, които ще оказват влияние през целия период на ползване на кредитния ресурс, дружеството предвижда прогнозната цена на привлечения капитал за периода да бъде при годишен процент на разходите (ГПР) около 9.66-10.16% (за кредити до 1 млн. евро) и 9.80-10.30% (за кредити над 1 млн. евро). Предвид изложеното, цената на привлечения капитал на годишна база се изчислява на 10%.

С оглед горното и предвид решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията, „Овергаз Мрежи“ АД предлага норма на възвращаемост на привлечения капитал 9.60%.

### 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 № 8:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 8*

Консумация на природен газ по групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Стопански клиенти в т. ч.	хил.м <sup>3</sup> /год.	58 209	62 410	66 716	71 181	75 697
<i>с равномерно потребление</i>	<i>хил.м<sup>3</sup>/год.</i>	<i>28 690</i>	<i>30 681</i>	<i>32 801</i>	<i>34 952</i>	<i>36 792</i>
<i>с неравномерно потребление</i>	<i>хил.м<sup>3</sup>/год.</i>	<i>18 489</i>	<i>19 905</i>	<i>21 240</i>	<i>22 641</i>	<i>24 338</i>
<i>метанстанции</i>	<i>хил.м<sup>3</sup>/год.</i>	<i>11 030</i>	<i>11 824</i>	<i>12 675</i>	<i>13 588</i>	<i>14 567</i>
Битови клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	8 501	8 949	9 707	10 431	11 181
<b>Общо:</b>	<b>хил.м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>66 710</b>	<b>71 359</b>	<b>76 423</b>	<b>81 612</b>	<b>86 878</b>

За целите на ценообразуването коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Дружеството предлага стойността на активите, обслужващи групите клиенти, да бъде разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) 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 за стопански клиенти се изменят плавно през регулаторния период и размерът им е около 0.79. Същата е тенденцията и при изменението на коефициентите за битовите клиенти, които са в размер около 0.21.

Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за стопански клиенти се изменят през регулаторния период от 0.874 за 2015 г. на 0.873 за 2019 г. Коефициентите за битовите клиенти се изменят от 0.126 за 2015 г. на 0.127 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 минимално: коефициентите при стопанските клиенти намаляват през регулаторния период от 0.406 за 2015 г. на 0.367 в края на периода, а при битовите клиенти се наблюдава увеличение на коефициентите от 0.594 за 2015 г. на 0.633 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.

При образуване на цените за пренос на природен газ през ГРМ, в електронния модел е включена и цената за пренос на природен газ по магистрално газопроводно отклонение в размер на 1.30 лв./1000 m<sup>3</sup>. Цената за пренос на природен газ по МГО е образувана въз основа на необходимите годишни приходи, свързани с преноса на природен газ по МГО, които не се разпределят по клиентски групи. Цената е еднаква за всички групи клиенти на територията на лицензията.

„Овергаз Мрежи” АД е изложило аргументи за обосноваване на така формираната цена. В обосновката си дружеството посочва, че притежава магистрални газопроводни отклонения, осигуряващи връзката между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и мрежата на газоразпределителното дружество. Тези отклонения са изградени от ГРД, тъй като газопреносното дружество не е осигурило връзката между неговата мрежа и ГРМ. В тази връзка дружеството посочва разпоредбата на § 1, т. 9 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, която дефинира газоразпределителната мрежа като система от газопроводи, работещи в режим средно или ниско налягане. Според „Овергаз Мрежи” АД, това обуславя принадлежността на МГО към газопреносната мрежа съгласно §4 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗЕ тези МГО подлежат на изкупуване от собственика на газопреносната мрежа високо налягане „Булгартрансгаз“ ЕАД. Изкупуването на тези обекти ще доведе до намаляване на цените за крайните клиенти с размера на цената за пренос по МГО.

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

Съгласно разпоредбите на чл. 19 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба. Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Предложените от „Овергаз Мрежи” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, са посочени в следващата таблица:

Цени за пренос и цена за снабдяване с природен газ

Таблица № 9

Клиентски група	Цена за пренос на природен газ през ГРМ		Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител		
	лева/1000 m <sup>3</sup>	лева/MWh	лева/месец /клиент	лева/1000 m <sup>3</sup>	лева/МВТ ч
1	2	3	4	5	6
<b>Стопански клиенти</b>					
<b>С равномерно потребление</b>					
до 50 000 m <sup>3</sup> /год., (до 523 MWh) вкл.	168.58	16.11		10.34	0.99
до 100 000 m <sup>3</sup> /год., (до 1 047 MWh) вкл.	157.09	15.01		10.32	0.99
до 200 000 m <sup>3</sup> /год., (до 2 093 MWh) вкл.	145.59	13.91		10.29	0.98
до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.	134.10	12.81		10.21	0.98
до 600 000 m <sup>3</sup> /год., (до 6 279 MWh) вкл.	127.37	12.17		10.13	0.97
до 800 000 m <sup>3</sup> /год., (до 8 372 MWh) вкл.	122.60	11.72		10.06	0.96

до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.	118.90	11.36		9.98	0.95
до 2 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 20 930 MWh) вкл.	107.41	10.26		9.61	0.92
до 3 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 31 395 MWh) вкл.	100.69	9.62		9.23	0.88
до 4 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 41 860 MWh) вкл.	95.92	9.17		8.85	0.85
до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 52 326 MWh) вкл.	92.22	8.81		8.47	0.81
до 7 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 73 256 MWh) вкл.	86.64	8.28		7.72	0.74
до 10 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 104 651 MWh) вкл.	80.72	7.71		6.58	0.63
над 10 000 000 m <sup>3</sup> /год. (над 104 651 MWh)	74.00	7.07		4.69	0.45
<b>С неравномерно потребление</b>					
до 5 000 m <sup>3</sup> /год. (до 52 MWh), вкл.	264.01	25.23	3.44		
до 50 000 m <sup>3</sup> /год., (до 523 MWh) вкл.	232.83	22.25		10.34	0.99
до 100 000 m <sup>3</sup> /год., (до 1 047 MWh) вкл.	225.57	21.55		10.32	0.99
до 200 000 m <sup>3</sup> /год., (до 2 093 MWh) вкл.	218.30	20.86		10.29	0.98
до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.	211.04	20.17		10.21	0.98
до 600 000 m <sup>3</sup> /год., (до 6 279 MWh) вкл.	206.79	19.76		10.13	0.97
до 800 000 m <sup>3</sup> /год., (до 8 372 MWh) вкл.	203.77	19.47		10.06	0.96
до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.	201.43	19.25		9.98	0.95
до 2 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 20 930 MWh) вкл.	194.17	18.55		9.61	0.92
до 3 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 31 395 MWh) вкл.	189.92	18.15		9.23	0.88
до 4 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 41 860 MWh) вкл.	186.90	17.86		8.85	0.85
до 5 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 52 326 MWh) вкл.	184.56	17.64		8.47	0.81
до 7 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 73 256 MWh) вкл.	181.04	17.30		7.72	0.74
до 10 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 104 651 MWh) вкл.	177.30	16.94		6.58	0.63
над 10 000 000 m <sup>3</sup> /год. (над 104 651 MWh )	173.05	16.54		4.69	0.45
<b>Метанстанции</b>					
до 400 000 m <sup>3</sup> /год., (до 4 186 MWh) вкл.	119.95	11.46		10.21	0.98
до 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (до 10 465 MWh) вкл.	108.90	10.41		9.98	0.95
над 1 000 000 m <sup>3</sup> /год., (над 10 465 MWh)	89.50	8.55		8.47	0.81
<b>Битови клиенти</b>	264.01	25.23	3.44		

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

Забележка\*\*: Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на calorичност на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup> на база 5 годишни отчети на преносния оператор). При промяна на calorичността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

#### 4.3.Цени за присъединяване

Цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия са формирани на база постоянните и променливи разходи на дружеството за проектно осигуряване, в т. ч. 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. Дружеството е предложило цени за присъединяване с дименсия лева/клиент. С оглед гарантиране на заявения от клиента максимален часов разход, при хидравлично оразмеряване на газопроводните отклонения се отчитат редица фактори: местоположението на клиента спрямо изградената ГРМ, капацитет, натовареност и действително работно налягане на изградената ГРМ, към която клиентът ще бъде присъединен, допустимо минимално налягане на вход съоръжение на клиента, максимално допустима скорост на природния газ в мрежата. Факторите, които оказват влияние върху цените за земно-изкопни и възстановителни работи са: 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 лицензираната територия са посочени в следващата таблица.

**Цени за присъединяване****Таблица № 10**

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
<b>Стопански клиенти</b>	
до 25 m <sup>3</sup> /час, вкл.	430.83
до 50 m <sup>3</sup> /час, вкл.	1 152.60
до 1 000 m <sup>3</sup> /час, вкл.	2 401.55
до 3 000 m <sup>3</sup> /час, вкл.	3 603.14
над 3 000 m <sup>3</sup> /час	4 260.32
<b>Битови клиенти</b>	430.83

*Забележка*\*: Предложените цени са без включен ДДС.

С оглед гореизложеното, предвид анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г. от „Овергаз Мрежи“ АД данни, и подкрепящите ги документи и обосновки, предложените от дружеството цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензираната територия, за периода 2015-2019 г., са формирани в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за лицензираната територия на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от 01.12.2015 г. на „Овергаз Мрежи“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, при регулаторен период от 2015 до 2019 г. включително, както следва:

#### 1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

##### 1.1. За стопански клиенти:

##### 1.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 168.58 лв./1000 m<sup>3</sup> (16.11 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 157.09 лв./1000 m<sup>3</sup> (15.01 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 145.59 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.91 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 134.10 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.81 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 127.37 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.17 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 122.60 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.72 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 118.90 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.36 лв./MWh);



- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 107.41 лв./1000 м<sup>3</sup> (10.26 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 100.69 лв./1000 м<sup>3</sup> (9.62 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 95.92 лв./1000 м<sup>3</sup> (9.17 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 92.22 лв./1000 м<sup>3</sup> (8.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 86.64 лв./1000 м<sup>3</sup> (8.28 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 80.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (7.71 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 74.00 лв./1000 м<sup>3</sup> (7.07 лв./MWh).

### **1.1.2. С неравномерно потребление:**

- до 5 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 MWh) вкл. - 264.01 лв./1000 м<sup>3</sup> (25.23 лв./MWh);
- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 232.83 лв./1000 м<sup>3</sup> (22.25 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 225.57 лв./1000 м<sup>3</sup> (21.55 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 218.30 лв./1000 м<sup>3</sup> (20.86 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 211.04 лв./1000 м<sup>3</sup> (20.17 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 206.79 лв./1000 м<sup>3</sup> (19.76 лв./MWh);
- до 800 000 м<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 203.77 лв./1000 м<sup>3</sup> (19.47 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 201.43 лв./1000 м<sup>3</sup> (19.25 лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 194.17 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.55 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 189.92 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.15 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 186.90 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.86 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 184.56 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.64 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 181.04 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.30 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 177.30 лв./1000 м<sup>3</sup> (16.94 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 173.05 лв./1000 м<sup>3</sup> (16.54 лв./MWh).

### **1.1.3. Метанстанции:**

- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 119.95 лв./1000 м<sup>3</sup> (11.46 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 108.90 лв./1000 м<sup>3</sup> (10.41 лв./MWh);
- над 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 89.50 лв./1000 м<sup>3</sup> (8.55 лв./MWh).

### **1.2. За битови клиенти - 264.01 лв./1000 м<sup>3</sup> (25.23 лв./MWh).**

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup>). При промяна на калоричността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.*

## **2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:**

**Необходимите годишни приходи** - за 2015 г. - 12 171.8 хил. лв.; за 2016 г. - 11 981.7 хил. лв.; за 2017 г. - 12 106.8 хил. лв.; за 2018 г. - 12 020.3 хил. лв.; за 2019 г. - 12 011.5 хил. лв.

**Количества природен газ** - за 2015 г. - 66 710 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 71 359 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 76 423 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 81 612 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 86 878 хил. м<sup>3</sup>/год.

**Норма на възвръщаемост на капитала** - 11.85%.

### **3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:**

#### **Цени за снабдяване с природен газ**

##### **3.1. За стопански клиенти:**

###### **3.1.1. С равномерно потребление:**

- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.34 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.32 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.29 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.13 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.06 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.96 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.61 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.92 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 9.23 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.88 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 8.85 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.85 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 8.47 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 6.58 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.63 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 4.69 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.45 лв./MWh).

###### **3.1.2. С неравномерно потребление:**

- до 5 000 m<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 3.44 лв./клиент на месец;
- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.34 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.32 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.29 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.13 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.06 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.96 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.61 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.92 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 9.23 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.88 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 8.85 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.85 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 8.47 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 6.58 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.63 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 4.69 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.45 лв./MWh).

###### **3.1.3. Метанстанции:**

- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- над 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 8.47 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.81 лв./MWh).

##### **3.2. За битови клиенти - 3.44 лв./клиент на месец.**

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на calorичност на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup>). При промяна на calorичността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.*

#### **4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:**

**Необходимите годишни приходи** - за 2015 г. - 925.0 хил. лв.; за 2016 г. - 981.9 хил. лв.; за 2017 г. - 1 038.3 хил. лв.; за 2018 г. - 1 099.2 хил. лв.; за 2019 г. - 1 162.0 хил. лв.

**Количества природен газ** - за 2015 г. - 66 521 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 71 155 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 76 205 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 81 384 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 86 634 хил. m<sup>3</sup>/год.

**Норма на възвръщаемост на капитала** - 11.85%.

**5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, както следва:**

**5.1. Стопански клиенти:**

- до 25 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 m<sup>3</sup>/h - 4 260.32 лв./клиент.

**5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.**

**Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София – град в 14 (четирнадесет) дневен срок.**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:  
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:  
НИКОЛАЙ ГЕОРГИЕВ**