



ПРОТОКОЛ

№ 403

София, 29.12.2023 година

Днес, 29.12.2023 г. от 10:25 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 присъства членът на Комисията Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Димитров - директор на дирекция „Природен газ“, 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 от „Газтрейд Сливен“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен, за регулаторен период 2024 – 2028 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Любослава Джоргова,
Александра Димитрова, Теодор Хиков, Рада Башлиева

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

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

По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Газтрейд Сливен“ ЕООД

за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен, за регулаторен период 2024 – 2028 г., доклад с вх. № Е-Дк-1458 от 04.12.2023 г., както и събраните данни от проведените на 13.12.2023 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) от „Газтрейд Сливен“ ЕООД заявление с вх. № Е-15-38-7 от 09.10.2023 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-38-7 от 31.10.2023 г., за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен, за регулаторен период 2024 – 2028 г. Със Заповед № З-Е-306 от 12.10.2023 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която с оглед установяване на съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ), да извърши анализ на заявлението, при съобразяване на данните от заявление на „Газтрейд Сливен“ ЕООД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-38-7 от 12.10.2023 г. КЕВР е изисквала от „Газтрейд Сливен“ ЕООД да предостави следните данни и документи: обосновка на предвидените групи разходи по икономически елементи, поотделно за дейностите „разпределение с природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“; копия на действащи договори за наем, сключени от дружеството; данни за прогнозиран брой на автомобилите на дружеството по дейности и години, както и становище, в което да посочи дали представените документи и информация, част от административната преписка, съдържат търговска тайна и ако съдържат такава, да посочи обхват, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, включително чрез посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване. С писмо с вх. № Е-15-38-7 от 25.10.2023 г. заявителят е представил изискваните данни и документи. С писмо с изх. № Е-15-38-7 от 19.10.2023 г. Комисията е изисквала от заявителя да представи преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за регулаторен период 2024 – 2028 г., ведно с приложенията към него, както и актуализиран електронен модел на цените, предвид необходимостта от коригиране на заложените отрицателни балансови стойности на активите (други ДМА) в справки 1-В и 1-Г „Амортизационен план – снабдяване“. С писмо с вх. № Е-15-38-7 от 31.10.2023 г. „Газтрейд Сливен“ ЕООД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за регулаторен период 2024 – 2028 г., ведно с приложенията към него. С писмо с вх. № Е-15-38-7 от 03.11.2023 г. дружеството е предоставило ценови модел и прогнозни отчети на електронен носител.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1458 от 04.12.2023 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 381 от 07.12.2023 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 13.12.2023 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е присъствал упълномощен представител на „Газтрейд Сливен“, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 13.12.2023 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което е присъствал упълномощен представител на „Газтрейд Сливен“ ЕООД, който не е изразил възражение по обсъждания проект на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газтрейд Сливен“ за територията на община Сливен не са постъпили становища.

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

„Газтрейд Сливен“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-432-08 от 16.02.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-432-12 от 16.02.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Сливен, за срок от 27 години.

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

С Решение № 69 от 06.12.2017 г. Кюстендилският окръжен съд е утвърдил План за оздравяване на „Газтрейд Сливен“ ЕООД, приет на 14.11.2017 г. от събранието на кредиторите на дружеството. Целта на приетия план е да се запази жизнеспособността на дружеството и то да продължи да осъществява своята дейност, като чрез реорганизация, оптимизация и подходяща инвестиционна политика се постигне увеличаване на нетните приходи и поетапно изплащане на натрупаните задължения.

С Решение № Ц-8 от 14.03.2019 г. за регулаторен период от 2019 г. до 2023 г., КЕВР е утвърдила на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, както и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежата за територията на община Сливен.

Със заявление с вх. № Е-15-38-7 от 09.10.2023 г. „Газтрейд Сливен“ ЕООД е поискало утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен, за регулаторен период 2024 – 2028 г. В тази връзка, съгласно чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ дружеството е представило информация за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Сливенски новини“ на 03.10.2023 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 410-234 от 18.11.2022 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2023 г. до 07:00 часа на 01.01.2024 г., като срокът може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил: Приложение № 11, съдържащо споразумение за защита на лични данни и Приложение № 1, съдържащо годишна програма по горесцитирания договор.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ 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. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ). В тази връзка, през новия регулаторен период „Газтрейд Сливен“ ЕООД не предвижда изменение на утвърдената тарифна структура, като основните клиентски групи са: *стопански и битови*. В зависимост от режима на потребление на природен газ, стопанските клиенти са разделени на: *стопански с равномерно потребление и стопански с неравномерно потребление*. Според годишно потребяваното количество природен газ, всяка от групите на *стопанските клиенти с равномерно и неравномерно потребление* е разделена на 7 подгрупи. Предложената за регулаторен период 2024 – 2028 г. тарифна структура на клиентите на дружеството е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ и е съобразена с характеристиките на потребление на клиентите на природен газ на територията на община Сливен.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Газтрейд Сливен“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност 5 години, а именно от 2024 г. до 2028 г., което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години. Регулаторният период с продължителност от 5 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програми, в представения за одобрение бизнес план за периода 2024 – 2028 г.

2. Необходими приходи

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

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

Таблица № 1

Клиенти	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	458	476	520	535	925
Стопански клиенти с неравномерно потребление	253	284	296	289	488
Битови	121	142	147	143	245
Общо	832	902	963	967	1657

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица № 2

Клиенти	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	52	52	46	28	60
Стопански клиенти с неравномерно потребление	55	53	40	22	33
Битови	11	14	12	7	12
Общо	118	118	99	57	105

2.1. Разходи

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

Общо разходи по дейности (хил. лв.)**Таблица № 3**

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	741	799	828	777	792	3937	100%
„разпределение на природен газ“	637	694	744	736	751	3562	90%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	105	105	84	41	41	375	10%

Прогнозните разходи включват само такива, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Във видовете разходи, участващи при образуването на цените, не са включени финансови и извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди. В състава на УПР не са включени начислени разходи за загуби от обезценка, текущи разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущи разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси. Разходите за дейността са формирани за петгодишен период, при цени към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, въз основа на прогнозното развитие на следните параметри: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителна мрежата и обслужване на клиентите.

За нуждите на ценообразуването разходите за дейността са разделени по дейности на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителна мрежата – УПР, както и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ – променливи разходи.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Газтрейд Сливен“ ЕООД е представило различните групи разходи по дейности и икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 90% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие, и се увеличават от 637 хил. лв. през 2024 г. на 751 хил. лв. през 2028 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,3% от разходите, предвидени от дружеството за тази дейност, и включват:

Разходи за материали, представляващи 7,7% от УПР за дейността, планирани с увеличение от 45 хил. лв. за 2024 г. на 64 хил. лв. през 2028 г., като включват:

- *разходи за гориво за автотранспорт*, прогнозиран на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа и данни от отчетната и базисната година – 273 лв./км, при средна цена на горивото от 2,70 лв./л. Общата им стойност се увеличава от 22 хил. лв. за 2024 г. на 32 хил. лв. за 2028 г. При осъществяване на лицензионните си дейности, дружеството използва три леки автомобила, един товарен автомобил и един багер-товарач;

- *разходи за канцеларски материали* – 1200 лв. годишно през разглеждания период, прогнозиран на база персонал, в размер на 240 лв. на човек годишно. Заявителят предвижда 5 човека, нает персонал за дейността „разпределение на природен газ“;

- *разходи за материали за текущо поддържане*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по газоразпределителната мрежа, които са прогнозиран като процент от стойността на вече изградените през 2022 г. линейни участъци, като е отчетено планираното въвеждане на нови линейни участъци. Общата им стойност се увеличава от 22 хил. лв. през 2024 г. на 31 хил. лв. през 2028 г.

Разходите за външни услуги представляват 28% от УПР и се увеличават от 172 хил. лв. през 2024 г. на 225 хил. лв. през 2028 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозиран като 0,2% от стойността на дълготрайните

материални активи (ДМА) и включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“. Стойността им се увеличава от 9 хил. лв. през 2024 г. на 12 хил. лв. за 2028 г.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозиран на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година – увеличават се от 5,2 хил. лв. за 2024 г. на 6,7 хил. лв. през 2028 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 12 хил. лв. годишно за периода, прогнозиран на база отчетни данни за 2022 г., като разходите за абонаменти включват разходи за софтуерно и счетоводно обслужване;

- *разходи за абонаментно поддържане*, предвидени в размер на 8 хил. лв. за 2024 г., с ръст на 18 хил. лв. за 2028 г и включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, както и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозиран са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа, при разход за километър – между 33 и 37 лв., на база отчетни данни за 2022 г., като се увеличават в зависимост от нарастването на дължината на мрежата и броя на съоръженията;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за СОТ и противопожарна охрана, в размер на 1200 лв. годишно;

- *разходи за наеми*, с размер от 22 хил. годишно за периода, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем на офис и складово помещение;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 46 хил. лв. през 2024 г. и 85 хил. лв. през 2028 г., определени за всяко въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и за всяко въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозиран като 1,2% от стойността на приходите по години, в размер на 62 хил. лв. годишно за разглеждания период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на 2 хил. лв. годишно;

- *други разходи*, включващи административни разходи за съгласуване, заверки и одобрение на документи от общината; разходи за трудова медицина; ремонти на леки автомобили, автомивка – 4 хил. лв. годишно за периода.

Разходите за амортизации представляват 41% от УПР, като се увеличават от 250 хил. лв. през 2024 г. на 291 хил. лв. през 2028 г. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и години, както и начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 19,5% от УПР, планирани с постоянен размер от 138 хил. лв. годишно. Тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата, като са прогнозиран въз основа на средния разход за заплати на човек за 2022 г. и 2023 г. и броя на персонала. Разходите за заплати включват възнагражденията на всички заети в дружеството, в това число: управител, инженерно-технически персонал, административен персонал и работници – пет служители.

Разходите за социални осигуровки представляват 3,6% от УПР, като остават с непроменен годишен размер от 26 хил. лв. през регулаторния период, включват начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се по Кодекса на труда на работниците и служителите за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана

с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки, на база отчетни данни за 2022 г.

Други разходи – представляват 0,3% от УПР, в размер на 2 хил. лв. годишно за периода, като включват само *разходи за охрана на труда*.

Променливите разходи, представляват 0,7% от общите разходи за тази дейност. Те пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”, прогнозирани с увеличение от 4 хил. лв. за 2024 г. на 6 хил. лв. през 2028 г., на база прогнозираните за реализация количества природен газ и цената на одоранта, с разходна норма от 24 mg/MWh или 23 лв./л.

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

Тези разходи представляват 10% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие с намаление от 105 хил. лв. за 2024 г. на 41 хил. лв. през 2028 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, със следното разпределение по икономически елементи:

Разходи за материали, с относителен дял 2,7% от УПР за дейността, като размерът им от 2 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Тези разходи включват само *разходи за горива за автотранспорт*.

Разходи за външни услуги – 20% от УПР за дейността, като са планирани в размер на 15,3 хил. лв. годишно за периода и включват разходи за: *застраховки „Гражданска отговорност“* и „Каско“ – 1000 лв. годишно; *данъци и такси „снабдяване“* – 1,5 хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – 1,5 хил. лв. на година; *абонаментно поддържане, аварийна готовност* – 1,5 хил. лв. годишно; *наеми* – 2,4 хил. лв. годишно; *проверка на уреди* – 2,4 хил. лв. годишно; *експертни и одиторски услуги* – 5 хил. лв. на годишна база.

Разходите за амортизации представляват 46% от УПР и са планирани в размер на 63,8 хил. лв. годишно за периода 2024 – 2025 г. и 43,8 хил. лв. за 2026 г., а за периода 2027 – 2028 г. не са планирани такива разходи.

Разходи за заплати и възнаграждения са с относителен дял 25% от УПР, като размерът им от 19 хил. лв. годишно остава непроменен през периода. Дружеството предвижда двама човека, нает персонал за тази дейност.

Разходи за социални осигуровки, които са прогнозирани в размер на 4,7% от УПР, с размер от 3,5 хил. лв. на годишна база за периода.

Други разходи, с относителен дял 1% от разходите за дейността, планирани със среден размер от 1000 лв. на година и включват само разходи за *командировки и обучение на персонала*.

За регулаторен период 2024 – 2028 г. заявителят не е планирал променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ”.

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

2.2. Регулаторна база на активите

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

*Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 4*

№	Позиция	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	3804	4441	5001	5617	6046
2.	Балансова стойност на ДНА	6088	6088	6088	6088	6088
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	426	451	453	497	570
4.	Необходим оборотен капитал	48	51	53	56	58
5.	Регулаторна база на активите	9514	10 129	10 688	11 264	11 622
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	2,05%	2,05%	2,05%	2,05%	7,80%
7.	Възвръщаемост	195	208	219	231	906
8.	Разходи, в т.ч.:	637	695	744	736	752
8.1.	УПР	633	690	739	730	746
8.2.	Променливи разходи	4	4	5	6	6

*Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 5*

№	Позиция	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	107	44	0	0	0
2.	Необходим оборотен капитал	561	617	695	786	827
3.	Регулаторна база на активите	668	661	695	786	827
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	2,05%	2,05%	2,05%	2,05%	7,80%
5.	Възвръщаемост	14	14	14	16	65
6.	Разходи, в т.ч.:	105	105	84	41	41
6.1.	УПР	105	105	84	41	41

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

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Финансирането на „Газтрейд Сливен“ ЕООД през разглеждания период ще се извършва чрез инвестиционен кредит, осигурен от страна на оздравяващата банка. „Газтрейд Сливен“ ЕООД е посочило, че през изтеклите периоди е използвало инвестиционен кредит, който е бил обслужван редовно, а през 2021 г. за финансирането си дружеството е използвало допълнителни кредитни линии.

Предложената за регулаторния период от „Газтрейд Сливен“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 2,05%, при 100% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост от 2,05%, при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 1 от НРЦПГ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент

за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на Българска народна банка. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Газтрейд Сливен“ ЕООД следва да се използват МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници.

В приложения към заявлението електронен модел на цените, прогнозната стойност на собствения капитал за регулаторния период 2024 – 2028 г. е с отрицателна стойност, като стойностите на собствения капитал за периода 2024 – 2027 г. са отрицателни, а за 2028 г. собственият капитал е планиран с положителна стойност от 653 хил. лв. и представлява 100% в капиталовата структура за тази година. Използваната норма на възвръщаемост от дружеството на собствения капитал за 2028 г. е 7,02%, като среднопретеглена норма за възвръщаемост е в размер на 7,80%. Изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал съгласно МОКА, съответно среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала, са с по-високи стойности в сравнение с предложените от заявителя, поради което следва да бъде прието предложението на дружеството.

Предвид гореизложеното, среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала на „Газтрейд Сливен“ ЕООД за периода 2024 – 2028 г. е в размер на 2,05%, при 100% привлечен капитал и норма на възвръщаемост от 2,05%, при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти, съответно в таблици № 6 и 7:

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 6

Клиенти	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	51 877	55 541	63 595	65 102	68 351
Стопански клиенти с неравномерно потребление	14 815	16 778	17 075	25 736	26 179
Битови	3503	4947	6391	7836	9280
Общо	70 195	77 266	87 061	98 674	103 810

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 7

Клиенти	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	40	46	56	62	69
Стопански клиенти с неравномерно потребление	53	57	62	68	73
Битови	485	685	885	1085	1285
Общо	578	788	1003	1215	1427

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване по групи клиенти, както и коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ по групи клиенти.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти с равномерно потребление

коэффициентът намалява от 0,549 през 2024 г. на 0,526 през 2026 г. и се увеличава на 0,557 през 2028 г.; за стопанските клиенти с неравномерно потребление се увеличава от 0,305 за 2024 г. на 0,316 за 2025 г., а след това намалява на 0,295 през 2028 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,146 през 2024 г. на 0,158 през 2025 г., а през 2028 г. намалява на 0,148.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти с равномерно потребление коефициентът се увеличава от 0,440 през 2024 г. на 0,567 през 2028 г.; за стопанските клиенти с неравномерно потребление намалява от 0,468 за 2024 г. на 0,318 през 2028 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,092 през 2024 г. на 0,128 през 2027 г., а през 2028 г. намалява на 0,116.

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. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти с равномерно потребление коефициентът намалява от 0,739 през 2024 г. на 0,658 през 2028 г.; за стопанските клиенти с неравномерно потребление е 0,211 през 2024 г., 0,217 за 2025 г., 0,196 през 2026 г., 0,261 през 2027 г., 0,252 за 2028 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,050 през 2024 г. на 0,089 през 2028 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

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

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

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

Предложените от „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Сливен са посочени в таблица № 8:

Цени за пренос през газоразпределителна мрежа и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през газоразпределителната мрежа (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Стопански клиенти с равномерно потребление:		
до 211 MWh	16,75	0,78
от 211 до 527,5 MWh	15,78	0,78
от 527,5 до 1055 MWh	14,27	0,78

от 1055 до 2110 MWh	13,28	0,78
от 2110 до 5275 MWh	11,65	0,78
от 5275 до 10 550 MWh	8,60	0,78
над 10 550 MWh	6,49	0,78
Стопански клиенти с неравномерно потребление:		
до 52,75 MWh	22,58	2,05
от 52,75 до 211 MWh	20,72	2,05
от 211 до 527,5 MWh	19,78	2,05
от 527,5 до 1055 MWh	18,06	2,05
от 1055 до 2110 MWh	15,39	2,05
от 2110 до 5275 MWh	14,47	2,05
от 5275 до 10 550 MWh	14,27	2,05
Битови	25,02	1,78

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Газтрейд Сливен“ ЕООД в заявление с вх. № Е-15-38-7 от 09.10.2023 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-38-7 от 31.10.2023 г. данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2024 – 2028 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния проект от общината; издаване на разрешение за строеж; сключване на договор за Независим строителен надзор; разходи по организация; разходи по организация и безопасност на движението и за проби на якост и плътност; изготвяне на екзекутивна документация; становища по изпълнение на газопроводното отклонение; разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия; разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт, както и свързване на газорегулаторен и замерен пункт към газовата инсталация.

Предложените от „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за регулаторен период 2024 – 2028 г. са посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти	Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа (лв.)
Стопански клиенти с равномерно потребление:	
до 0,264 MWh	4184
до 0,739 MWh	4388
до 4,22 MWh	4831

до 10,55 MWh	5830
над 10,55 MWh	6516
Стопански клиенти с неравномерно потребление:	
до 0,264 MWh	4184
до 0,739 MWh	4388
до 4,22 MWh	4831
до 10,55 MWh	5830
над 10,55 MWh	6516
Битови	862

Забележка: предложените цени са в лева за едно присъединяване, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

5. Защитена по закон информация, съдържаща се в подаденото от „Газтрейд Сливен“ ЕООД заявление, която не следва да бъде разгласявана:

С писмо с вх. № Е-15-38-8 от 25.10.2023 г. дружеството е посочило, че представените документи и информация, част от административната преписка, не съдържат търговска тайна. В тази връзка, следва да се отбележи, че решението, както и документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ не съдържат защитена по закон информация, която да бъде заличена при публикуването им на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Изказвания по т.1.:

Докладва Р. Тахир. Административното производство е образувано по подадено от „Газтрейд Сливен“ ЕООД заявление за утвърждаване на цени за територията на община Сливен за регулаторен период 2024 – 2028 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 04.12.2023 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР на 07.12.2023 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

На 13.12.2023 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е присъствал упълномощен представител на „Газтрейд Сливен“, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. На същата дата е проведено и обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което упълномощеният представител на „Газтрейд Сливен“ ЕООД не е изразил възражение по обсъждания проект.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газтрейд Сливен“ за територията на община Сливен не са постъпили становища.

По време на разглеждането на доклада подробно са докладвани всички ценообразуващи елементи. Проектът на решение е изготвен въз основа на доклада.

Дружеството е посочило, че представените документи и информация, част от административната преписка, не съдържат търговска тайна и в тази връзка не е необходимо нещо да бъде заличавано.

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, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията да реши:

1. Утвърждава, считано от 01.01.2024 г., на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за регулаторен

период с продължителност от пет години, както следва:

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

- 1.1. За стопански клиенти с равномерно потребление;
- 1.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление;
- 1.3. За битови клиенти.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

- Необходими годишни приходи;
- Количества природен газ;
- Норма на възвръщаемост на капитала

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

- 3.1. За стопански клиенти с равномерно потребление;
 - 3.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление;
 - 3.3. За битови клиенти.
4. Ценови компоненти на цените по т. 3:
- 4.1. Цена на природния газ;
 - 4.2. Цена за снабдяване, както следва:
 - 4.2.1. За стопански клиенти с равномерно потребление;
 - 4.2.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление;
 - 4.2.3. За битови клиенти.
 5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2.

са, както следва:

- Необходими годишни приходи.
- Количества природен газ;
- Норма на възвръщаемост на капитала.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен, както следва:

- 6.1. За стопански клиенти с равномерно потребление;
- 6.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление;
- 6.3. За битови клиенти.

II. Цените по т. 1.3 се изменят ежесмесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Б. Голубарев каза, че иска да изкаже задоволство от това, че „Газтрейд Сливен“ ЕООД не крие нищо и нищо не е обявило за служебна, търговска и всякакъв друг вид тайна. Това буди доверие, когато бъде съобщено. Комисията ще запази тази информация, която е защитена по закон и ще се съобрази с нея. Другите дружества също трябва да бъдат стимулирани да вървят в тази насока, защото не е ясно какво точно има да се крие в тези производства за цени.

Ив. Н. Иванов повтори, че на 13.12.2023 г. последователно са проведени открито заседание и обществено обсъждане с участие на заявителя, който е изразил съгласие с доклада, без забележки.

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

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, ал. 1 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 :

I. Утвърждава, считано от 01.01.2024 г., на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за регулаторен период с продължителност от пет години, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:

до 211 MWh	16,75 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh	15,78 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh	14,27 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh	13,28 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh	11,65 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh	8,60 лв./MWh;
над 10 550 MWh	6,49 лв./MWh;

1.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:

до 52,75 MWh/год.	22,58 лв./MWh;
от 52,75 до 211 MWh/год.	20,72 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh/год.	19,78 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh/год.	18,06 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh/год.	15,39 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh/год.	14,47 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh/год.	14,27 лв./MWh.
1.3. За битови клиенти	25,02 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2024 г. – 832 хил. лв.; за 2025 г. – 902 хил. лв.; за 2026 г. – 963 хил. лв.; за 2027 г. – 967 хил. лв.; за 2028 г. – 1657 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2024 г. – 70 195 MWh/год.; за 2025 г. – 77 266 MWh/год.; за 2026 г. – 87 061 MWh/год.; за 2027 г. – 98 674 MWh/год.; за 2028 г. – 103 810 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,05%.

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

3.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:

до 211 MWh	88,28 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh	88,28 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh	88,28 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh	88,28 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh	88,28 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh	88,28 лв./MWh;
над 10 550 MWh	88,28 лв./MWh;

3.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:

до 52,75 MWh/год.	89,55 лв./MWh;
от 52,75 до 211 MWh/год.	89,55 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh/год.	89,55 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh/год.	89,55 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh/год.	89,55 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh/год.	89,55 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh/год.	89,55 лв./MWh.
3.3. За битови клиенти	89,28 лв./MWh.
4. Ценови компоненти на цените по т. 3:	
4.1. Цена на природния газ:	87,50 лв./MWh;
4.2. Цена за снабдяване, както следва:	
4.2.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:	
до 211 MWh	0,78 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh	0,78 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh	0,78 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh	0,78 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh	0,78
лв./MWh;	
от 5275 до 10 550 MWh	0,78 лв./MWh;
над 10 550 MWh	0,78 лв./MWh;
4.2.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:	
до 52,75 MWh/год.	2,05 лв./MWh;
от 52,75 до 211 MWh/год.	2,05 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh/год.	2,05 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh/год.	2,05 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh/год.	2,05 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh/год.	2,05 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh/год.	2,05 лв./MWh.
4.2.3. За битови клиенти	1,78 лв./MWh.
5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:	
Необходими годишни приходи: за 2024 г. – 118 хил. лв.; за 2025 г. – 118 хил. лв.; за 2026 г. – 99 хил. лв.; за 2027 г. – 57 хил. лв.; за 2028 г. – 105 хил. лв.;	
Количества природен газ: за 2024 г. – 70 195 MWh/год.; за 2025 г. – 77 266 MWh/год.; за 2026 г. – 87 061 MWh/год.; за 2027 г. – 98 674 MWh/год.; за 2028 г. – 103 810 MWh/год.;	
Норма на възвръщаемост на капитала: 2,05%.	
6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен, както следва:	
6.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:	
до 0,264 MWh	4184 лв./клиент;
до 0,739 MWh	4388 лв./клиент;
до 4,22 MWh	4831 лв./клиент;
до 10,55 MWh	5830 лв./клиент;
над 10,55 MWh	6516 лв./клиент;
6.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:	
до 0,264 MWh	4184 лв./клиент;
до 0,739 MWh	4388 лв./клиент;

до 4,22 MWh	4831 лв./клиент;
до 10,55 MWh	5830 лв./клиент;
над 10,55 MWh	6516 лв./клиент;
6.3. За битови клиенти	862 лв./клиент.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка първа** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като **разгледа относимите факти и обстоятелства за определяне на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия**, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно чл. 105, ал. 1 от ЗЕ, с цел гарантиране сигурната работа на електроенергийната система, операторът на електропреносната мрежа сключва сделки за допълнителни услуги при условията и по реда на Правилата за управление на електроенергийната система и Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) с доставчици от и/или извън страната. Операторът на електропреносната мрежа закупува разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура – чл. 105, ал. 2 от ЗЕ. Посочените услуги представляват допълнителни услуги по смисъла на § 1, т. 14 от Допълнителните разпоредби (ДР) на ЗЕ, като според чл. 105, ал. 4 от ЗЕ активираната от тях нетна електрическа енергия се заплаща при условия, по ред и при цена, определени в ПТЕЕ.

Съгласно § 1, т. 2 от ДР на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в ПТЕЕ и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система и сигурната паралелна работа на електроенергийна система на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ правилата за балансиращия пазар регламентират условията за осигуряване на резерви за допълнителни услуги и за продажба и покупка на

балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурна паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа. Производителите на електрическа енергия известяват графици в изпълнение на сключените договори в рамките на работния диапазон на своите агрегати и съгласно очакваното нетно производство за съответния период. Координаторите на балансиращи групи известяват графици за количествата електрическа енергия съгласно сключените договори и реализираните от тях сделки на борсовия пазар.

С оглед реализирането на електрическа енергия на балансиращия пазар, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори за участие на балансиращия пазар с доставчик на балансиращи услуги, които имат за предмет предоставяне на балансираща енергия на независимия преносен оператор от активиран резерв от автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности, както и от резерв за заместване. – чл. 11, т. 7 и чл. 17, ал. 1 от ПТЕЕ.

Според чл. 99, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ за целите на балансиране на производството и потреблението на електрическа енергия операторът на електропреносната мрежа организира пазар на балансираща енергия в съответствие с ПТЕЕ и е страна по всички сделки с балансираща енергия, в т.ч. и с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти и/или агрегирани съоръжения/обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Според правилата на Глава девета „Балансиращ пазар“ на ПТЕЕ сключената сделка на балансиращия пазар установява задълженията на съответния доставчик на балансиращия пазар да предоставя или да закупува енергия на/от електропреносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар, а в изпълнение на такива сделки ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирало по реда на ПТЕЕ.

За изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ, със заповед № 3-Е-368 от 06.12.2023 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която след анализ на всички относими факти и обстоятелства е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-1481 от 07.12.2023 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Същият, както и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 382 от 11.12.2023 г., т. 1. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 13.12.2023 г., след което са постъпили становища от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) с вх. № Е-13-01-23 от 20.12.2023 г., от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД с вх. № Е-13-12-9 от 28.12.2023 г., от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) с вх. № Е-13-41-162 от 22.12.2023 г., от „ЕВН България“ ЕАД с вх. № Е-13-32-7 от 20.12.2023 г., от Асоциация на търговците на електроенергия в България (АТЕБ) с вх. № Е-04-19-7 от 21.12.2023 г., от Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) с вх. № Е-04-37-11 от 21.12.2023 г., от Българска ветроенергийна асоциация (БВА) с вх. № Е-04-29-1 от 22.12.2023 г., от Асоциация за производство, съхранение и търговия на електроенергия (АПСТЕ) с вх. № Е-04-94-6 от 28.12.2023 г. и от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК) с вх. № Е-04-05-9 от 28.12.2023 г.

Според НЕК ЕАД въвеждането на пазарен принцип за определянето на доставчици на балансираща енергия, както и натрупаният опит на пазара правят определянето на пределна цена за сключване на сделки на балансиращия пазар ненужно с оглед на нивото на либерализация на пазара. Тъй като към момента законът задължава КЕВР да определя пределни цени за регулиране, счита за необходимо Комисията да инициира промени в Закона за енергетиката, с което да отпадне изискването за определяне на пределни цени за

балансираща енергия. Намира, че липсата на законово основание за премахване на пределните цени може да бъде компенсирано с определяне на по-голям диапазон на тази цена.

По отношение предложената пределна цена за регулиране нагоре, НЕК ЕАД счита за правилен подхода на КЕВР, търсец покриване на себестойността на произведената за регулиране електрическа енергия. Посочва, че производителите, предоставящи услуги за регулиране, са нормативно задължени да го правят и е недопустимо да предоставят тези услуги под себестойност и да реализират загуби. Според дружеството този подход следва да се доразвие в посока не само да се осигури на производителите възможност да покриват разходите си, но и да се предвиди обоснована по размер добавка над себестойността. Основен аргумент за това е, че съгласно нормативните изисквания производителите, имащи възможност да предоставят допълнителни услуги, са задължени да участват в търговете за резерв на ЕСО ЕАД и също така в търговете за активиране на балансираща енергия от спечелен резерв, администрирани отново от оператора. Анализът на данните за топлоелектрическите централи, чрез които НЕК ЕАД предоставя резерв и услуги за регулиране, показва, че в периода за месеците от юли до декември 2023 г. активираната електрическа енергия за регулиране, предоставяна от топлоелектрическите централи за първично и автоматично вторично регулиране, е по-малко от 20% от спечеления резерв. Това означава, че НЕК ЕАД не използва производствени мощности в диапазона на спечеления резерв в над 80% от случаите, като получава за това единствено 10 лв./MWh, съответно не може да търгува енергия в резервирания за ЕСО ЕАД диапазон. С цената за резерв не се покриват пълните разходи за разполагаемост, заплащани към централите с дългосрочни договори, което трябва да се компенсира с цената за активиране. Отбелязва, че след м. февруари 2024 г. НЕК ЕАД ще закупува електрическа енергия само от ТЕЦ „Ей И Ес -3С Марица изток 1“, на която с последното решение е определена цена от 403,95 лв./MWh. В тази връзка намира за обосновано КЕВР чрез пределната цена да обезпечи себестойността на произвежданата енергия и непокритите разходи за разполагаемост от цената за резерв. При този подход себестойността е 594,30 лв./MWh, поради което предлага в решението да бъде предвидена пределна цена за регулиране нагоре от 600 лв./MWh.

НЕК ЕАД счита възможността за прилагане на отрицателни цени за регулиране надолу за обоснована и в съответствие с нееднократно изразяваните позиции в предишни свои становища. Отбелязва, че очаква да се запознае с предвижданата нова методика по чл. 105, ал. 13 от ПТТЕЕ, за да може в пълнота да изрази становището си, като същата трябва да бъде актуализирана в кратки срокове, за да не остане възможността за втория търг (над 200 MW) само пожелателна. Обръща внимание, че при определяне на цените за регулиране надолу КЕВР взема предвид и две съществени събития, очаквани да се случат през 2024 г.: отпадането на функцията на обществения доставчик от 01.07.2024 г. и присъединяването на независимия преносен оператор ефективно към всички европейски платформи за балансиране, което впоследствие трябва да се доразвие като възможности за участие на доставчиците на балансиращи услуги.

Комисията приема възраженията на НЕК ЕАД за неоснователни. Предвидената пределна цена за регулиране нагоре има за цел да покрие себестойността на предоставената от производителите енергия за регулиране нагоре. Цената на разполагаемостта, заплащана от оператора на доставчиците на балансиращи услуги, не е обект на настоящото административно производство. Следва да се има предвид, че при изчислението на горесцитираната цена от 403,95 лв./MWh са включени освен разходи за енергия и разполагаемост и такива за свободна разполагаемост в размер на 1 488 360 MWh. В тази връзка разходите за разполагаемост на централите със сключени СИЕ се покриват от ФСЕС, а цената на предоставената енергия за регулиране нагоре следва да покрива направените променливи разходи. Предложената от дружеството пределна цена

за регулиране нагоре не по-ниска от 600 лв./MWh представлява прекалено голяма санкция за търговските участници и ще повиши чувствително разходите им за небаланси, съответно крайните цени на електрическата енергия. По отношение пределната цена за регулиране надолу аргументи са изложени по-долу в мотивите на решението. В останалата си част възраженията на дружеството са неотнормими към настоящото административно производство.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД счита, че за да бъде пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре стимулираща за доставчиците, КЕВР следва да предвиди увеличение на долната граница при регулиране нагоре над 360 лв./MWh до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/219 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране. Според дружеството увеличението ще осигури на всички доставчици на балансираща енергия за регулиране нагоре покриване на производствените им разходи (вкл. разходи за емисии, за осигуряване на приходи за поддържане на необходимия персонал, за изправност на производствените мощности и др.). Въвеждането на по-висока пределна цена за регулиране нагоре ще доведе до по-строги санкции за търговските участници (вкл. и за доставчика на услугата) при неточно прогнозиране на производство и потребление, като ще осигури компенсиране на разходите за предоставената услуга на търговските участници, реално допринесли за сигурността и стабилността на системата.

Комисията счита възраженията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за неоснователни предвид обстоятелството, че предвидената долна граница осигурява единствено доставчиците на балансиращи услуги да не ги предоставят под себестойност. Пределната цена на услугата регулиране нагоре е обвързана с пазарната цена на електрическата енергия, като в голяма част от интервалите на доставка, когато електроенергийната система е в недостиг, тя е по-висока от определения минимален праг.

ЕСО ЕАД счита за неправилно определената в т. 5 от проекта на решението пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу да бъде обвързана с почасовата цена на ПДН. Посочва, че отклонението на енергийния излишък, което операторът е в състояние да компенсира с наличните мощности, предоставящи услугата регулиране надолу, към настоящия момент е в размер на около 200 MW. Намира, че при отчитане на високия пазарен интерес към изграждане на нови обекти за производство от ВИ, които обаче са с динамично променяща се генерация и създават трудности при овладяване на небалансите в ЕЕС, цената за енергиен излишък следва да е санкционираща и да бъде стимул за поддържане на балансирана позиция след затваряне на ПРД. В тази връзка ЕСО ЕАД е изготвило симулация на цените на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за месеците март и април 2023 г. (приложена), от която е видно, че в много от периодите на свръхпредлагане на енергия цената за енергиен излишък е положителна, което означава, че търговските участници ще получат допълнително приходи от цената за излишък, вместо да бъдат санкционирани. Освен това симулацията показва, че в значителен брой периоди пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу ще бъде по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на НЕК ЕАД. С оглед горното счита, че при така предложените в проекта на решение на КЕВР пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и при цени на ПДН на БНЕБ ЕАД, клонящи към нула, каквито се наблюдават в периодите на свръхизлишък на електрическа енергия, търговските участници ще имат интерес да бъдат в „дълга“ позиция, тъй като цената за недостиг ще бъде значително по-висока от цената за излишък, което допълнително ще задълбочи проблемите при овладяване на небалансите в

системата. При условие, че границата от 200 MW не може да отпадне, дружеството предлага т. 5 да добие следната редакция: „Считано от датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към европейската платформа за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности PICASSO съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу след провеждане на тръжни процедури за изготвяне на приоритетни списъци за регулиране надолу над 200 MW, в размер на минус 200 лв./MWh“.

Комисията приема възражението на ЕСО ЕАД за основателно, като предложението е отразено по-долу в решението.

Според „ЕВН България“ ЕАД въвеждането на минимална стойност от 360 лв./MWh при регулиране нагоре следва да се преосмисли, тъй като ще доведе до почти двойно увеличаване на разходите за балансиране, което ще бъде пренесено в цените за крайните клиенти. Счита, че този ефект не е в синхрон с държавната политика за поддържане на умерени и предвидими цени на електрическата енергия, още повече, че и през 2024 г. ще остане спорната практика на изплащане на компенсации на небитовите клиенти. От друга страна посочва, че крайните снабдителни, които продават по регулирана цена и не могат да „прехвърлят“ увеличението на клиентите си, ще са в още по-неблагоприятна позиция от търговците по свободно договорени цени. На следващо място се създават стимули за участниците да бъдат в излишък, когато цената на пазара ден напред (ПДН) е ниска (защото ще губят по-малко), от друга страна (логично) – цената е ниска, когато товарът в системата е нисък и има голямо производство на електрическа енергия от възобновяеми източници. По този начин не само няма да се решат проблемите на управлението на системата, свързани с регулирането надолу, а напротив – ще се задълбочат. Дружеството намира за неубедителен мотива за фиксиране на цената за регулиране нагоре на 360 лв./MWh, тъй като съгласно чл. 6, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2022/1854 на Съвета от 6 октомври 2022 година относно спешна намеса за справяне с високите цени на енергията (Регламент 2022/1854) това е таванът на пазарните приходи на производителите, който таван, дори съгласно самия регламент, е значително по-висок, включвайки разумен марж, от общите средни разходи за производство на енергия (включително за въглищните централи), т.е. покрива както променливите, така и постоянните разходи на производителите. В допълнение, в условията на българския балансиращ пазар, въпросните производители получават и плащания за разполагаемост, така че цената на балансиращата енергия би трябвало да покрива само променливите им разходи. Освен това тази граница е възприета преди повече от година, при съвсем различни условия на пазара, като Комисията почти сигурно разполага с информация за променливите разходи на централите и би могла да направи по-точна оценка в настоящите условия на пазара. Посочва също, че ако 360 лв./MWh е границата на рентабилността на въглищните централи, съществува голяма вероятност в периодите, с цени под тази граница, производителите на електрическа енергия от въглища, които нямат дългосрочни договори или не участват в регулирания микс, въобще да не работят, респективно да не участват в балансиращия пазар. За да се осигури рентабилната работа на тези производители с цел осигуряване на ликвидност на пазара на балансираща енергия и в периодите, когато пазарната цена не е достатъчна да си покриват разходите, е необходим друг по-всеобхватен и ефективен механизъм (като например плащания за капацитет), който да даде сигурност и предвидимост както за засегнатите производители, така и за клиентите. Намира за ирационално очакването, че производителите, които оперират въглищни централи, ще покриват всичките си разходи чрез продажба на енергия

за балансиране, която представлява малка част от производството им. Отбелязва, че използването на различни формули за определянето на пределните цени за регулиране нагоре и надолу създава икономически стимули за участниците да предпочитат да бъдат в едната или другата посока, а не да се стремят към минимизиране на небалансите, което не е целта на едно ефективно управление на системата.

Според „ЕВН България“ ЕАД проектът на решение не дава отговор на въпроса за изкривяването на паричните потоци при действащата методика за определяне на цените на небалансите и определените в проекта цени, тъй като част от паричния поток остава при оператора на електропреносната мрежа. В хипотезата, при която цената на ПДН е положителна и е налице статус на регулиране „-1“, съответно пазарните участници са в излишък, те продават на ЕСО ЕАД непотребената/надпроизведената електрическа енергия, като в същото време извършват и допълнителни плащания към системния оператор, т.е. участниците са в същата ситуация, в която са, когато цените на ПДН са отрицателни. Едновременно с това обаче, ЕСО ЕАД продава енергията от излишък на доставчиците на балансиращи услуги, като същите я заплащат по постигната цена в търговете за регулиране надолу, която е положителна величина. По този начин не целият ефект достига до доставчиците на балансиращи услуги. Счита, че описаната ситуация е в разрез с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране и по-конкретно с чл. 44, параграф 1, буква „б“ и буква „и“, според които цената на небалансите следва да отразява стойността на енергията в реално време, и че операторът на електропреносната мрежа трябва да бъде финансово неутрален по отношение на сетълмента на небалансите. Горният пример е и в разрез с намеренията на Комисията да направи по-рентабилно участието в балансиращия пазар, за да има повече желаещи да участват в него. В случай че получените от участниците средства достигнат до доставчиците на балансиращи услуги, това би подобрило финансовия резултат от участието им на балансиращия пазар.

„ЕВН България“ ЕАД обръща внимание, че няма оповестени нито проект на нова методика за определяне на цените на небалансите, нито информация за предвижданите промени. По този начин не е възможно да се оцени напълно ефектът от предложения начин за ценообразуване и съществува риск от изпадане в порочен кръг – методиката е несъвършена, заради пределните цени, а пределните цени са такива заради методиката. За дружеството представлява изключително затруднение да си представи практически как ще работят двата търга за регулиране надолу с различни цени, което крие риск всички участници да се насочат към участие в по-скъпия търг и никой да не се яви на по-евтиния.

„ЕВН България“ ЕАД намира, че проблемите, свързани с управлението на системата, не може да бъдат решени само с налагане на финансови санкции на пазарните участници, а изискват холистичен подход, който предвижда промени в начина на организация на балансиращия пазар. Текущият модел позволява само големите кондензационни централи да участват като доставчици на балансираща енергия. Предизвикателствата, които ЕСО ЕАД изпитва при управлението на системата, доказват, че тези ресурси не са достатъчни за управлението на системата със значителен (и нарастващ) дял на производството от възобновяеми източници. Счита, че по-ефективно за системата като цяло би било, вместо участниците да бъдат заставяни да плащат по-скъпо за балансирането, да бъдат предприети следните мерки:

– да бъдат създадени условия и стимули производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и крайни клиенти да се включат активно в балансирането на системата чрез дефиниране на подходящи продукти, намаляване на минималния размер на офертите за балансиране, организиране на отделни търгове регулиране нагоре и регулиране надолу (вкл. отделни търгове за енергия и разполагаемост);

– целият финансов резултат от продажбата/покупката на балансираща енергия (средствата, които ЕСО ЕАД събира от участници чрез плащанията за небаланси) да бъде

трансфериран към доставчиците на балансираща енергия – така цената на небаланса ще отразява стойността на енергията в реално време и ще гарантира финансовата неутралност на ЕСО ЕАД;

– пределните цени на балансиращата енергия (респективно на небалансите) да бъдат равно отдалечени от цената на ПНД (референтната цена за пазара), което ще стимулира участниците да се придържат максимално точно към прогнозното си производство и потребление;

– цените на балансиращата енергия трябва да стимулират активното участие в балансиращия пазар, но в същото време не прекалено високи – поддържането на разумни нива на разходи за балансиране за крайните потребители е ключов аспект за поддържането на доверие в пазара и системата като цяло. Последното е особено важно в момента, когато регулираният пазар за битови клиенти е в процес на освобождаване.

Комисията приема възражението на „ЕВН България“ ЕАД относно размера на пределната цена за регулиране нагоре за неоснователно съгласно изложените по-горе и по-долу мотиви. Неоснователно е твърдението, че при така определените пределни цени и ниски цени на пазара се създават условия пазарните участници да предпочетат да са в позиция на делегиран излишък. Ниските цени са характерни за периодите с ниско търсене и високо предлагане на електрическа енергия, като обикновено тогава системният небаланс е в посока излишък. При действащата методика през тези периоди паричният поток ще се движи от пазарните участници към оператора на балансиращия пазар, т.е. те ще плащат, ако са в излишък и ще получават плащания, ако са в недостиг.

Неоснователни са и твърденията, че всички производители ще участват единствено във втория търг за предоставяне на услугата за регулиране надолу и никой няма да се яви на първия. Производителите имат нормативно задължение да предоставят балансираща енергия на оператора на ЕЕС, а търг за услугата регулиране надолу при отрицателни цени ще се провежда единствено, когато ЕСО ЕАД има нужда от балансиращи мощности над 200 MW. Специалните условия на допълнителния търг представляват стимул именно за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и крайни клиенти да се включат активно в балансирането на системата.

В останалата си част възраженията на дружеството са неотнормими към настоящото производство, а са свързани с изменения в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

АТЕБ изразява несъгласие с предложението за установяване на минимална цена за регулиране нагоре от 360 лв./MWh с мотива, че ефектът от тази стъпка ще бъде значително увеличение на разходите за балансиране, което неминуемо ще се отрази на цените за крайните потребители. Изказва опасения, че на фона на продължаващите и през 2024 г. компенсации за бизнес клиентите и изземване на печалбите на производителите, стъпката би могла да бъде погрешно разтълкувана от клиентите като заобиколен начин да бъдат заставяни да плащат повече. Посочва, че с така определената цена ефективно се фиксира по-висок „под“ за регулиране нагоре за голяма част от периодите на сетълмент, като за периода от въвеждането на текущия начин на ценообразуване през м. май до сега в 84% от случаите цените на ПДН са под 360 лв./MWh. Намира тази промяна за стъпка назад и връщане към методиката за определянето на фиксирани цени за балансираща енергия, какъвто е бил моделът преди 2014 г. Според асоциацията наличието на фиксирани цени на балансиращия пазар не е в съответствие с изискването за „обусловени от пазара процедури“ съгласно чл. 40, параграф 4 от Директива (ЕС) 2019/944 и чл. 6, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия. Счита за спорен и размера от 360 лв./MWh – твърде висок в контекста на настоящите пазарни нива и тенденцията „надолу“. В допълнение намира за неубедителен мотива, че тази стойност е предвиденият праг в Регламент 2022/1854, поради факта, че съгласно този регламент прагът е „таван“, докато в проекта на решение – „под“. Изразява разбиране

относно важността на въглищните централи за управлението на електроенергийната система, но подчертава, че в периодите, когато пазарът не покрива производствените им разходи, те няма да могат да работят, съответно и ефектът от високите цени на балансиращата енергия ще бъде насочен към други търговски участници за сметка на крайните клиенти и производителите от ВИ. Отбелязва също така, че голяма част от търговските участници вече са сключили договори за следващата година, без предварителна информация от регулатора относно предвидените пределни цени, поради което счита, че ако участниците на пазара не могат да разчитат на предвидимост за промени от такъв мащаб, не би било възможно сключването и изпълнението на дългосрочни договори, а наличието на такива е основен инструмент за осигуряването на стабилност на пазара.

Комисията счита възраженията на АТЕБ за неоснователни предвид изложените по-горе и по-долу в решението мотиви. В допълнение, неоснователно е твърдението, че в периодите, когато пазарът не покрива производствените разходи на въглищните централи, те няма да могат да работят, съответно и ефектът от високите цени на балансиращата енергия ще бъде насочен към други търговски участници за сметка на крайните клиенти и производителите от ВИ. Пределните цени ще се прилагат единствено до присъединяването на независимият преносен оператор към европейската платформа за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности PICASSO съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, чийто индикативен срок е 01.06.2024 г. Съгласно § 75, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергията от възобновяеми източници (ДВ, бр. 86 от 2023 г., в сила от 13.10.2023 г.) след тази дата Комисията няма правомощия да определя пределни цени. Предвид обстоятелството, че до индикативната дата част от въглищните централи имат определени количества, които следва да предоставят за регулиран пазар, тяхната работа и съответно възможността им да предоставят услугата регулиране нагоре е гарантирана и не зависи от пазарните цени.

Комисията счита за недопустимо централите, които осигуряват сигурността на ЕЕС да предоставят регулиращи услуги под себестойност с мотива, че голяма част от търговските участници вече са сключили договори за следващата година.

АСЕП изразява несъгласие с предложените нови цени на балансиращата енергия за регулиране нагоре и надолу, като настоява да се запазят действащите към момента такива до присъединяването на системния оператор към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195. Посочва, че разбира изразените във връзка с измененията аргументи на Комисията, но счита, че негативните ефекти за пазара от подобна извънредна промяна, с кратък хоризонт на действие от едва няколко месеца, многократно биха надвишили потенциални положителни ефекти. Посочва, че разходите за балансиране съгласно публикуваните данни показват увеличен разход от 25% за цените на балансиращата енергия за регулиране нагоре и неясно какъв при балансирането надолу. Постава въпроси доколко този ръст кореспондира с Програмата за компенсация на небитовите клиенти, кое изисква спешното приемане на подобни решения в последните дни на годината, без извършени симулации и оценка на влияние върху пазара на електрическа енергия и кратковременното му действие преди следваща промяна и как подобно решение ще повлияе на отношенията между търговските участници и действащите стотици хиляди договори. Според АСЕП е неясно и каква е функцията на регулатора по отношение бързото изпълнение на изискванията към системния оператор за изпълнение на условията съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 – осъществява ли КЕВР ефективен контрол, така че да се гарантира, че операторът полага необходимите усилия, какво ще се случи, ако към 01.07.2024 г. все още няма изпълнение, кога търговските участници ще получат информация, как ЕСО ЕАД ще отчети публично етапите по

изпълнение на процедурата по присъединяване към платформите за балансиране.

АСЕП счита, че минималната цена за регулиране нагоре от 360 лв./MWh ще се приложи като административно определен праг. В допълнение към начина на ценообразуването, не приема за устойчиво да се нагажда решение спрямо действащите цени на емисиите, приложими за въглищните централи, към момента, с мотива, че ако през следващите месеци има промяна в нивата на квотите за въглеродни емисии, ще възникне неяснота дали ще се наложи изменение и на ценовото решение, влияейки върху отношенията на всички търговски участници.

АСЕП изразява частично съгласие с предложението за изменение на цената на балансиращата енергия за регулиране надолу, отчитайки случаите от пролетта на 2023 г. със заливане на българския пазар с вносна енергия. Според асоциацията обаче, поради продължаващата липса на навременен контрол и санкции за подобен тип поведение, се предлага механизъм, наказващ всички търговски участници, който не гарантира, че тази ситуация няма да се повтори в бъдеще, а тъкмо напротив – механизъмът няма да бъде превенция, че в дадени периоди няма да се внесат отново неизвестно колко големи количества вносна енергия поради значителни разлики в цените между отделните зони. Още повече, методиката за изчисление на цените на балансираща енергия за регулиране надолу се запазва за оферти с праг до 200 MW, докато според публичните данни отклонения над 200 MW са единици и съставляват пренебрежимо нисък дял от периодите на сетълмент, дори и в периодите от пролетта на 2023 г.

АСЕП обръща също така внимание, че ниските цени на БНЕБ ЕАД, които не покриват мрежовите и търговски разходи на производители, са довели до практиката за непланирано изключване на мощности в реално време. Това рефлектира в непланиран недостиг на системата, което, освен проблеми за системата, може да предизвика активиране на скъпоструваща балансираща енергия за регулиране нагоре (минимална цена от 360 лв./MWh съгласно проекта на решение). Поради това асоциацията призовава за намирането на устойчив подход, който да включи тези производители в балансирането на електроенергийния товар. Предлага да се сключат договори с производители, които когато системата е в излишък, да получават малка добавка, която от една страна да ограничи практиката с неконтролируемото изключване на мощности от ВИ, а по нареждане на ЦДУ да се изключват такива, така че да се балансира точният излишък в системата за периодите на сетълмент. По този начин самият производител ще може да си покрие поне оперативните разходи, тъй като освен стойността на продадената през БНЕБ ЕАД енергия, дори и близка до нула (независимо, че не е произведена), ще получи добавка от системния оператор.

Комисията приема възраженията на АСЕП за неоснователни предвид изложените по-горе по становищата на „ЕВН България“ ЕАД и АТЕБ и по-долу в решението мотиви.

Според АПСТЕ предложението за пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на „почасовата цена на ПДН + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“ е изключително в полза на 4 участника на пазара – ТЕЦ „Ей и Ес Марица изток 1“, ТЕЦ „Марица изток 2“, ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“ и ТЕЦ „Бобов дол“. В същото време, липсва оценка, как предлаганото увеличение на цената за балансираща енергия ще се отрази на останалите участници на пазара. В допълнение обръща внимание, че промените в механизма на изчисление ще бъдат временни – от 01.01.2024 г. до 30.06.2024 г., но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, като не става ясно, какво налага спешността на предложените промени, които видимо изкривяват пазарните условия в полза на конкретни участници на пазара за сметка на повишени разходи за балансиране на всички

останали участници на пазара.

Комисията приема възраженията на АПСТЕ за неоснователни предвид изложените по-горе по становищата на „ЕВН България“ ЕАД и АТЕБ и по-долу в решението мотиви.

БВА изразява своето категорично несъгласие с метода на изчисляване на пределните цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системни услуги за регулиране нагоре и регулиране надолу, тъй като анализите на асоциацията показват, че разходите за балансиране, при въвеждането на тези пределни цени, ще се удвоят, което е прекомерна санкция спрямо производителите от вятърна енергия в условията на понижаващи се цени на електрическата енергия. Счита, че предложеният в проекта на решение начин на изчисляване на пределните цени създава риск от изкривяване на цените в посока, която да увеличи разходите за балансиране, като завишава необосновано цената за регулиране нагоре и същевременно занижава цената за регулиране надолу. Последното не само ще повиши разходите за балансиране, но и ще задържи цените на високи нива, които няма да отчитат пазарните тенденции, тъй като макар и да са ниски или дори нула в определени часове, цените за балансиране ще се задържат винаги на високо ниво. БВА изразява несъгласие с обвързването на долната граница на цената за регулиране нагоре с тавана на приходите за електроенергийните производители, предвиден като мярка в Регламент 2022/1854, която мярка понастоящем е с изтекъл срок, тъй като цена, която е предвидена да бъде горна граница, в проекта на решение се залага като долна граница. Освен, че е с изтекъл срок, тази мярка е била въведена като извънредна намеса в условията на екстремно високи равнища на цените на електрическата енергия, вследствие на повишаването на цените на природния газ и войната в Украйна. Според асоциацията, в настоящия момент обаче пазарната конюнктура е съвършено различна, като се наблюдава значително понижаване на цените на ПДН, както и на фючърните пазари в Европа. Намира за силно притеснително, че с въвеждането на предложените пределни цени се създават стимули за непазарно поведение от страна на пазарните участници да поддържат позиция на излишък при ниски цени на енергията на ПДН, което ще затрудни допълнително ЕСО ЕАД в овладяване на излишъка от енергия. Освен това, по този начин, чрез регулаторен механизъм, за пореден път биха били ошетени производителите от вятърна енергия и едновременно с това несъразмерно облагодетелствани доставчиците на балансираща енергия, които са исторически поставени в доминираща позиция. В допълнение отбелязва, че повишаването на разходите за балансиране, на фона на понижаващите се цени на електрическата енергия, неминуемо ще има своето неблагоприятно въздействие, както върху ветроенергийните производители в страната, така и върху целия електроенергиен сектор като цяло. Приемането на предложени проект на решение допълнително ще подкопае доверието на надеждните инвеститори в регулаторната среда в България, ще доведе до повишаване на цената на капитала и до отлив на такива инвеститори от страната.

Комисията счита възраженията на БВА за неоснователни предвид изложените по-горе и по-долу в решението мотиви.

БФИЕК изразява несъгласие с предложението пределната цена за регулиране нагоре да бъде определяна като часовата цена на ПДН + 100 лв., но не по-малко от 360 лв./MWh с мотива, че това ще доведе до значително повишаване на цената на балансиращата енергия, което ще ошети крайните клиенти. Посочва, че търговията с електрическа енергия в България все още протича основно на ПДН, на който се търгува на часови интервал. Същевременно, периодите на сетълмент са 15-минутни, което води до служебно разделяне на часовия интервал на четири 15-минутни интервала, като тази разлика в периодите на търговия и сетълмент води до получаване на допълнителен небаланс. Друг важен аргумент е, че в момента на регистриране на небаланса търговските участници нямат информация за статуса на регулиране на системата съгласно Методиката за определяне на цени на балансиращата енергия, т.е. не са наясно дали „помагат“ или

„пречат“ на управлението на електроенергийната система, съответно не могат да преценят какви действия да предприемат, вкл. технически и търговски, за управление на небалансите си. Последното означава, че за формирането на небалансите на участниците допринасят и обстоятелства извън техния контрол. Отбелязва също така, че услугата за регулиране нагоре, предоставяна от ТЕЦ, е възможна само при работещи енергийни блокове, т.е. самите електроцентрали вече реализират енергия на свободен или регулиран пазар. Следователно, услугата се предоставя от агрегати, които работят на икономически обоснован принцип (в случай, че продават на свободен пазар) или получават гарантиран приход (вкл. и от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ в случай, че реализират енергията си на регулиран пазар). Поради това БФИЕК не намира за обосновано цената на енергията за регулиране нагоре да бъде не по-ниска от 360 лв./MWh. Нещо повече, очакванията са цените на квотите за емисии парникови газове да се задържат на равнища под допуснатите от КЕВР цени (понастоящем около 73 EUR/tCO₂ при допуснат ценови диапазон от Комисията 80-92 EUR/tCO₂). Поради горното настоява пределната цена за регулиране нагоре да бъде равна на почасовата цена на ПДН + 100 лв.

С цел предвидимост, БФИЕК предлага и след 01.07.2024 г. пределната цена за регулиране надолу да бъде равна на 30% от почасовата цена на ПДН на БНЕБ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на ВЕЦ на НЕК ЕАД, определена с Решение на КЕВР № Ц-14 от 30.06.2023 г. По този начин, въпреки че след 01.07.2024 г. няма да има регулирана цена на ВЕЦ на НЕК ЕАД, ще се запази предвидимостта за всички пазарни участници.

Комисията приема възраженията на БФИЕК за неоснователни предвид изложените по-горе и по-долу в решението мотиви.

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

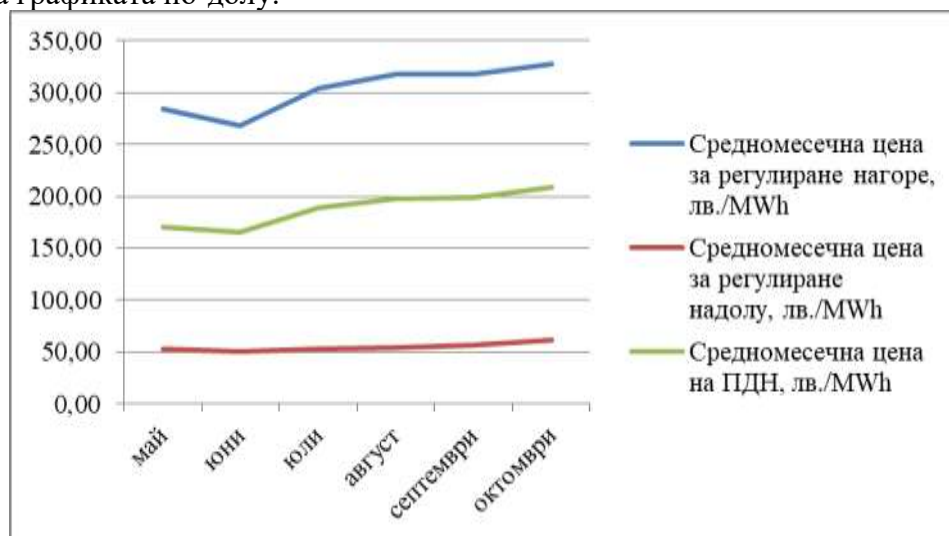
С Решение № Ц-27 от 30.12.2022 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2023 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва: пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв./MWh, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ (ПДН) на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на ПДН на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД. Според Решение № Ц-27 от 30.12.2022 г. КЕВР, в частта по т. 3, посочените пределни цени не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

С Правила за изменение и допълнение на ПТЕЕ (обн., ДВ бр. 36 от 21.04.2023 г., в сила от 01.05.2023 г.) КЕВР е приела нова методика за определяне на цените на балансиращата енергия за недостиг/излишък. С методиката, която е приложение към чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ, се създава механизъм за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланса (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. С прилагането на новата методика се постига единна цена за недостиг и излишък в около 75% от интервалите на сетълмент.

Във връзка с горното е обосновано да се извърши анализ на постигнатите цени за регулиране нагоре и надолу само за месеците, през които е в сила новата методика. Резултатите са описани в таблицата по-долу:

	Средномесечна цена за регулиране нагоре лв./MWh	Средномесечна цена за регулиране надолу лв./MWh	Средномесечна цена на ПДН, лв./MWh
май	284,58	53,28	170,87
юни	268,79	50,81	165,97
юли	304,10	53,39	189,22
август	317,83	53,69	198,22
септември	317,52	57,02	198,82
октомври	327,13	60,88	208,87

Цените на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Кривите на средномесечните цени за регулиране нагоре и регулиране надолу, както и средномесечните цени на ПДН, са изобразени на графиката по-долу:



Видно от графиката, обвързването на цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в Р България, с цените на спот пазара възпрепятства реализирането на пазарни манипулации и арбитражи между отделните пазарни сегменти.

Също така следва да се има предвид, че през м. юни 2024 г. предстои въвеждане на нов механизъм в пазарен сегмент „в рамките на деня“, който ще създаде възможност да се провеждат търгове с продукти с 15-минутни интервали на доставка, както и на блокови продукти. Механизмът ще позволява търговия чрез три последователни двустранни търга с образуване на единна цена. Този нов способ за търговия предоставя допълнителни възможности на търговските участници за намаляване на разходите им за небаланси.

В допълнение към горното следва да се има предвид, че резервът за автоматично вторично регулиране в ЕЕС на Р България се предоставя основно от топлоелектрически централи (ТЕЦ) – ТЕЦ „Ей и Ес Марица изток 1“, ТЕЦ „Марица изток 2“, ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“ и ТЕЦ „Бобов дол“. В тази връзка цените, които се заплащат от ЕСО ЕАД на доставчиците на услугата за регулиране нагоре следва да покриват обективно разходите на производителите и да са на ниво, позволяващо ефективна конкуренция. Когато цените на пазар ден напред са по-ниски от 260 лв./MWh, съответно пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре е в размер по-нисък от 360 лв./MWh, топлоелектрическите централи предоставят тази услуга на цени под

себестойност и реализират загуби. Тази стойност на електрическата енергия може да се приеме като достатъчна за покриване на разходите за производство на електрическа енергия от ТЕЦ при цени на въглеродните емисии в диапазона от 80 EUR/tCO₂ до около 90 EUR/tCO₂. **В тази връзка е обосновано пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре да е в размер на „Цпдн + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД.**

С писма с вх. № Е-13-41-46 от 04.05.2023 г. и вх. № Е-13-41-1 от 05.05.2023 г. ЕСО ЕАД е информирало Комисията за нестабилната работа на електроенергийната система (ЕЕС) през месеците март и април 2023 г. в резултат на нежелан обмен на електрическа енергия към свързаната мрежа на Континентална Европа в резултат на невъзможност за компенсиране на енергийния излишък в ЕЕС на Р България поради липсата на достатъчно мощности, които да са на разположение на електропреносния оператор за предоставяне на балансиращи услуги за регулиране надолу. Предоставило е информация за периодите в ЕЕС, определени в „състояние предупреждение/тревога (код жълто)“ и в „състояние извънредно положение (код червено)“ от началото на 2023 г. Обърнало е също така внимание, че в някои от тези периоди се наблюдават смущения в работата на синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E, като честотата на свързаните електроенергийни системи надвишава договорените между операторите граници за поддържане на сигурна и стабилна работа съгласно Регламент (ЕС) 1485/2017 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент (ЕС) 1485/2017) и споразумението SAFA (Synchronous Area Framework Agreement). Излишъкът на активна мощност и енергийният излишък са били частично компенсирани с цел овладяване на честотата в обединението посредством координационен център „Север“, чиято функция се изпълнява от Amrgrion, чрез активиране на разполагаеми резерви за регулиране „надолу“ в контролните зони на Италия, Германия и Швейцария. Въз основа на цитираните Регламент (ЕС) 1485/2017 и споразумението SAFA, към дружеството са предявени финансови претенции в значителен размер. Горните негативни тенденции са продължили и са се задълбочили и през месеците май и юни 2023 г. Според дружеството прогнозите са до края на годината да бъдат присъединени още значителен брой обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) както към електропреносната мрежа, така и към електроразпределителните мрежи, което допълнително ще усложни поддържането на баланса в ЕЕС на Р България и увеличението на честотата извън границите на нормативно определените параметри за сигурност в синхронната зона на Континентална Европа. Отбелязва, че последиците са с огромен негативен ефект за ЕЕС на Р България и по-специално за електропреносния оператор, който е не само финансов, но и репутационен, поради трайното нарушение на показателите за качеството на балансиране на българската контролна зона и като последствие намаляване на системната сигурност в цялата синхронна зона на Континентална Европа.

Във връзка с гореизложеното и при отчитане на високия пазарен интерес към изграждане нови обекти за производство от ВИ, които обаче са с динамично променяща се генерация и създават трудности при овладяване на небалансите в ЕЕС, е обосновано да се осигури възможност на оператора на електропреносната мрежа чрез пазарни механизми да стимулира търговските участници да спазват по стриктно графициите си за производство. За тази цел, при предоставяне на услугата за регулиране надолу механизмът следва да бъде променен по начин, стимулиращ повече търговски участници да участват и да се конкурират при предоставянето на тази услуга. Горното е възможно в случай, че ЕСО ЕАД прилага отрицателни цени за посочената услуга. Предвид липсата на достатъчно конкуренция сред доставчиците на балансиращи услуги и концентрацията на основните доставчици в едно търговско дружество – НЕК ЕАД, съществува реална

опасност от изкривяване на цената за излишък дори и в периоди, при които не съществува опасност от нежелан обмен на електрическа енергия към свързаната мрежа на Континентална Европа, съответно опасност от изпадане на ЕЕС в „състояние предупреждение/тревога (код жълто)“ и в „състояние извънредно положение (код червено)“. Стандартното отклонение на енергийния излишък, което операторът е в състояние да компенсират с наличните мощности, предоставящи услугата регулиране надолу, към настоящия момент е в размер на около 200 MW, следователно ЕСО ЕАД следва да организира втори търг за обем над 200 MW, предлагащ допълнителни стимули за участниците, които да обезпечи сигурната работа на ЕЕС.

При първия търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW следва да се прилага действащата към момента пределна цена, а именно: **в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“.**

При втория търг над 200 MW следва да се предостави по сериозен стимул на пазарните участници да участват в предоставяне на услугата за регулиране надолу, като пределната цена следва да бъде: **в размер на „- 200 лв./MWh“.**

Към настоящия момент методиката по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ изключва възможността за прилагане на отрицателни цени, поради което пределната цена в размер на „- 200 лв./MWh“ следва да се прилага след влизане в сила на изменение на методиката.

Съгласно § 75, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергията от възобновяеми източници (ДВ, бр. 86 от 2023 г., в сила от 13.10.2023 г.) разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката в частта относно ежегодно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия се прилага до датата, на която независимият преносен оператор се присъедини ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране. Според ал. 2 на същата разпоредба, независимият преносен оператор обявява датата, от която условията на европейските платформи съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 към всички координатори на балансиращи групи са изпълнени, което налага прилагането на пределни цени да бъде ограничено до тази дата.

Изказвания по т.2.:

Докладва П. Младеновски. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката, Комисията определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

В изпълнение на това правомощие работната група е изработила доклад, който е подложен на обществено обсъждане. След общественото обсъждане на проекта на решение за определяне на пределна цена, проведено на 13.12.2023 г., в Комисията са постъпили становища от „Национална електрическа компания“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, „ЕВН България“ ЕАД, Асоциация на търговците на електроенергия в България, Асоциация свободен енергиен пазар, Българска ветроенергийна асоциация, Асоциация за производство, съхранение и търговия на електроенергия и от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори.

Становищата на производителите могат да бъдат обединени в това, че те предлагат този минимален праг от 316 лв. за цената за регулиране нагоре да бъде вдигнат повече. Аргументите са, че цената за разполагаемост, която плаща ЕСО ЕАД е едва 10 лв. и в тази връзка те търпят загуби. Работната група не е приела аргументите на дружествата, тъй като е доказано, че по отношение на американските централи разполагаемостта е покрита през регулираната цена, т.е. през компенсацията на обществения доставчик,

която се изплаща от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. При „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД тези 360 лв. са достатъчни при сегашните нива на емисиите за покриване както на променливите, така и на постоянните разходи.

Останалите възражения са от асоциациите. Те реагират негативно срещу определения под от 360 лв., като заявяват, че това ще бъде новата стойност на пределната цена, предвид по-ниските цени на пазара, които се наблюдават в последно време. Настояват този под да отпадне и да се запази досегашното положение от цена на борса плюс 100 лв. Изтъкват се различни аргументи: че търговците вече са сключили договорите с клиенти, които не може да се променят. Българска ветроенергийна асоциация изтъква като причина, че по този начин ще им се увеличат разходите за балансиране. Изтъкват се аргументи, че това се прави, за да се спасяват въглищните централи, че тези действия ще навредят на всички търговски участници и главно на производителите от възобновяема енергия. Този аргумент също не е приет от работната група, тъй като не може централите, които са отговорни за сигурността на електроенергийната система, каквито са въглищните централи, да предоставят тази услуга губейки и под себестойност поради нечий търговски договори или опасения, че на определени търговски участници ще се вдигнат разходите за балансиране. Те трябва да положат достатъчно усилия, за да не предизвикват подобни небаланси и така да си намалят разходите, а не чрез ниски цени.

Другото основно възражение е срещу този втори търг за допълнителни количества енергия за регулиране надолу над 200 MW, за които Комисията предлага отрицателни цени. Тези възражения по-скоро са породени от неразбиране на търговските участници как ще действа този търг и до какви цени ще доведе. Основното възражение в тази насока е от ЕСО ЕАД, което твърди, че тази цена (борса минус 100 лв.) ще бъде недостатъчна, за да изиграе ролята на ефективен стимул на производителите от ВЕИ и на потребители да участват в този втори търг. Предлага се пределната цена за регулиране нагоре при втория търг, който е за количества над 200 MW, да бъде в размер на минус 200 лв., а не както е предложила Комисията: борсова цена минус 100 лв. Работната група счита, че донякъде това предложение е разумно, тъй като действително ще осигури стимул на търговските участници да участват в тези втори търгове. По-скоро ще има не толкова стимул, колкото възпиращ ефект срещу търговското поведение на някои търговци, като това, което се е случило през пролетта на предходната година. Тогава е имало големи периоди с много ниски отрицателни цени от порядъка на минус 200 евро и на закупена и внесена енергия в България, което е предизвикало опасност за сигурността на системата. Пл. Младеновски каза, че тази цена от 200 лв. изглежда висока, но дори и да изглежда прекомерно голяма надеждата е да изиграе ролята на възпиращ ефект срещу подобно търговско поведение. В тази връзка работната група счита, че трябва да се приеме предложението на ЕСО ЕАД и при провеждането на втори търг за допълнителни количества за регулиране надолу да се прилага пределна цена от минус 200 лв.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

1. *Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре, в размер на „Цпдн + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;*

2. *Определя, считано от 01.01.2024 г. до 30.06.2024 г., но не по-късно от датата,*

на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу, при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

3. Определя, считано от 01.07.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

4. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия, но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

5. Определя, считано от датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW в размер на „- 200 лв.“;

6. Пределните цени, определени с това решение, не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Б. Голубарев каза, че констатира, че отпадането на цените за балансиране, които Комисията регулира ще реши всички проблеми, които така или иначе ще възникнат. Потвърждение на това е бурното участие, което вземат всички: потребители, търговци и производители. Това е така, защото всеки вижда някакво опасение, но това ще се оправи, когато нещата се решат генерално и се излезе на всички европейски платформи, които са за балансиране. Б. Голубарев каза, че се надява това да стане възможно най-бързо и в тази връзка иска да апелира към активност от страна на Комисията. Тя не може да участва пряко, но може да изисква от ЕСО ЕАД спазване на сроковете и по този начин процесът да бъде ускорен. Това регулиране е един изключително важен и болезнен проблем. Реално погледнато всеки има право в своето си становище. Това е така, защото цялостната картина е изкривена и всеки вижда нещо нередно от своята си гледна точка. Когато тази

картина се коригира, нещата ще си дойдат на мястото.

Ив. Н. Иванов каза, че иска да коментира решението. Първата точка е единствената, която е свързана с цените за балансиране нагоре и поясни, че се въвежда нещо, което счита, че е много справедливо и важно. Това е така, защото определянето на долната граница от 360 лв. ще принуди някои, на които им е удобно да стоят в режим на недостиг, да не вършат това. В днешния ден цената рязко е паднала и е от порядъка на 50 лв./MWh. Ако липсва това ограничение, което се слага, а цената да не бъде по-ниска от 360 лв./MWh, това ще означава, че термичните централи, които са доставчик на балансираща енергия, трябва да доставят тази енергия на цена 50 плюс 100, т.е. на 150 лв. Производствената цена на тези термични централи е с поне 100 лв. отгоре. Те ще работят на загуба. С това допълнение и с това ограничение цената да не бъде по-ниска от 360 лв./MWh Комисията защитава енергийната сигурност, в това число и на термичните централи. Както е изтъкнал и П. Младеновски, самата стойност от 360 лв. не е избрана случайно. Има решение на Министерския съвет, в което тази стойност е определена като цена за термичните централи, т.е. тя е обусловена откъм и Комисията не си я измисля, разхождайки се из цялото ценово поле.

По отношение на другите точки от решението: всички те касаят цената за услугата при регулиране надолу. Ограничението, което се въвежда също има важно значение и то е ограничение да не се надвишава тази стойност не по-високо от регулираната цена на ВЕЦ-те. Решението на КЕВР от 01 юли определя цена на водноелектрическите централи от 83,87 лв. Това е напълно достатъчно и не би трябвало да има колебания с въвеждането на ограничението, което има и дисциплиниращ ефект.

Решението е разделено в различни точки, защото се касае това дали до 01 юли или след това ЕСО ЕАД ще се присъедини към европейските правила и платформи за балансиране. Т. 5 от решението е включена след откритото заседание и общественото обсъждане и това е напълно оправдано. Когато се касае за обеми над 200 MW при регулиране надолу, се фиксира цена от минус 200 лв. Наистина тя не носи процесуален характер, защото при 205 MW и при 405 MW винаги е минус 200 лв., но това има наистина силно дисциплиниращ ефект относно нарушението на правилата. Такива нарушения са наблюдавани през предходната година. Ив. Н. Иванов каза, че се надява, че при тази разпоредба това няма да се повтори и допълни, че напълно подкрепя решението, което вероятно ще бъде последното в този всеобхватен вид за регулиране на цените нагоре или надолу до ефективното присъединяване към европейските платформи. Всъщност към момента има само една платформа, но може да има и друга.

П. Младеновски обърна внимание, че в т. 5 е записано „- 200 лв.“. Трябва да се бъде коригирано на „- 200 лв./MWh“. П. Младеновски поясни, че платформите са три, но ЕСО ЕАД не смята да се присъединява към повече от две, тъй като третата е само и единствено за резерв за заместване. От ЕС само Чехия е изявила желание за използване на тази платформа. Причината за тази друга горна граница, която е от 0 до горната граница на НЕК ЕАД, не е за да не става прекалено висока цената, а поради изкривяванията, които причинява регулираният пазар. Под изкривяване се има предвид когато цената на пазара е 500 лв. Тогава е нормално цената за излишък да бъде 150 лв. или 30%, т.е. производителят трябва да върне част от парите на ЕСО ЕАД, тъй като той си получава парите от пазара, но в този случай НЕК ЕАД спестява от вода, а в случая на термичните централи се спестява от емисии и от въглища. Когато обаче НЕК ЕАД продава на регулирания пазар, ВЕЦ-те, предвид скоростта, се използват най-често за регулиране и в двете посоки. Тогава, ако на регулирания пазар е продадена енергия от ВЕЦ на 83 лв., няма как да върне на ЕСО ЕАД 150 лв. По този начин НЕК ЕАД реално ще започне да губи и няма да предоставя тази услуга на ЕСО ЕАД. Това е причината за въвеждането на горна граница от регулираната цена на НЕК ЕАД за ВЕЦ-те.

Ив. Н. Иванов каза, че мисли, че производителите на балансираща енергия могат

само да бъдат доволни от решението на Комисията. Следващото решение вероятно ще бъде прието, когато се извърши присъединяването към двете европейски платформи. Очаква се това да се случи м. април – май. Дано да се случи.

П. Младеновски уточни, че присъединяването към първата платформа ще бъде още през м. май. Не се знае дали втората платформа е ефективно функционираща. Индикативният срок за присъединяване към PICASSO е 31.05.2024 г. или на 01.06.2023 г. Каквото зависи от Комисията, като промяната в Правилата за търговия и нормативната база за това присъединяване, ще бъде извършено още през м. февруари. Проведена е и среща, на която е присъствал и Б. Голубарев, с ЕСО ЕАД, на която дружеството е представило идеите си за нова методика. Очаква се в началото на м. януари това да бъде внесено в Комисията като заявление и тогава да се открие процедурата за промяна на Правилата за търговия с електрическа енергия.

Ив. Н. Иванов каза, че се надява, че самото ЕСО ЕАД разбира, че трябва да спазва тези срокове. След като 01.05.2024 г. е крайният срок за въвеждането на тази платформа, те са длъжни да го спазят, което рязко ще намали изкривяванията на пазара и критиките към пазара на балансираща енергия. Те ще бъдат значително намалени и с решението, което сега се приема от Комисията.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

1. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре, в размер на „Цпдн + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Определя, считано от 01.01.2024 г. до 30.06.2024 г., но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу, при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

3. Определя, считано от 01.07.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн,

където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

4. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия, но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

5. Определя, считано от датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW в размер на „- 200 лв./MWh“;

6. Пределните цени, определени с това решение, не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

В заседанието по **точка втора** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2024 г., на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за регулаторен период с продължителност от пет години.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.2. както следва:

1. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре, в размер на „Цпдн + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Определя, считано от 01.01.2024 г. до 30.06.2024 г., но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу, при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

3. Определя, считано от 01.07.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

4. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия, но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW включително в размер на „30%*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

5. Определя, считано от датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW в размер на „- 200 лв./MWh“;

6. Пределните цени, определени с това решение, не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-36 от 29.12.2023 г. относно заявление от „Газтрейд Сливен“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен, за регулаторен период 2024 – 2028 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-37 от 29.12.2023 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
Б. Голубарев

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА

Протоколирал:

Н. Косев - главен експерт