



ПРОТОКОЛ

№ 180

София, 13.08.2020 година

Днес, 13.08.2020 г. от 11:10 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

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

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

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, считано от 01.07.2012 г. след отмяната на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. 1 с Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 13280 от 2018 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Ана Иванова, Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова.

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

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

3. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за

достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

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

Членовете на работната група, която трябва да докладва по т. 1 не са в зала 4.

А. Йорданов (*без микрофон*) каза, че тъй като това е закрито заседание дневният ред може да бъде разместен и да се премине към докладването по т. 2, която да стане т. 1 от дневния ред. Т. 1 от предложения дневния ред ще бъде докладвана като т. 3.

И. Иванов каза, че предложението на А. Йорданов среща одобрение. Докато се събере работната група по т. 1 от дневния ред ще се започне със следващата точка.

По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД **заявление за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.**, доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г. и събраните данни от проведеното на 22.07.2020 г. открито заседание, установи следното:

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

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

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

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

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

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-599 от 08.07.2020 г., който е разгледан и приет от КЕВР с решение по Протокол № 161 от 16.07.2020 г., по т. 2 и е публикуван на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ на 22.07.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявил, че е съгласен с доклада и няма забележки по него.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър към Агенция по вписванията с ЕИК 175203478, със седалище и адрес на управление: Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66. Едноличен собственик на капитала на дружеството е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ АД). Към 20.03.2020 г. акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е 1 225 519 155 лв., разпределен в 1 225 519 155 бр. обикновени, налични, поименни акции с номинал от 1 лв. всяка. Дружеството е с двустепенна система на управление: Управителен съвет и Надзорен съвет, като се представлява от изпълнителния директор Владимир Асенов Малинов.

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

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

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

1. Производствена програма

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

Основна функция на газохранилището е сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Режимът на работа определя два периода: период на нагнетяване през летния сезон от 16-ти април до 1-ви октомври и период на добив през зимния сезон от 16-ти октомври от дадена календарна година до 1-ви април от следващата календарна година. Друга основна функция на ПГХ „Чирен“ е осигуряване на аварийен резерв при непредвидени и фосмажорни ситуации, което е регламентирано в План за действие при извънредни ситуации, одобряван от министъра на енергетиката. Към

настоящия момент е в сила планът, утвърден със заповед № Е-РД-16-148 от 16.04.2018 г. на министъра на енергетиката. В плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД е вменено задължение към обществото да поддържа наличието и съхранението на аварийен резерв природен газ за осигуряване на снабдяването в размер до 1 217 000 MWh (115 млн. м³) природен газ. Отделно от горното, около 159 000 MWh (15 млн. м³) от обема на хранилището се използва за съхранение на природен газ за технологични нужди, като се предвижда нарастването му през периода на бизнес плана до 201 000 MWh (19 млн. м³). Капацитетът на хранилището за нуждите на балансиране на газопреносната система е в размер на 270 000 MWh (26 млн. м³), като се предвижда нарастване през периода на бизнес плана до 286 000 MWh (27 млн. м³). Останалият обем е предназначен за търговско съхранение на природен газ. Основен клиент, използващ услугите по търговското съхранение, е обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, а останалите клиенти са търговци на природен газ, включително и такива, търгуващи с природен газ, предназначен за външни пазари.

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

Според заявителя през периода на бизнес плана се очаква:

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

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

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

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

В периода 2020 – 2024 г. е прогнозирано относително запазване на основните параметри на съхранението на природен газ. Основните количества природен газ в ПГХ „Чирен“ са планирани, както следва: за обслужване сигурността на доставките; за технологичните нужди на преносния оператор; за нуждите на балансиране на газопреносната система; за търговски капацитети чрез резервиране на интегрирани годишни продукти, допълнителни краткосрочни капацитети за добив и нагнетяване и за

изпълнение на задълженията за осигуряване на равномерността на доставките на природен газ по Плана за действие при извънредни ситуации. Дружеството прогнозира висока резервираност на наличните търговски капацитети на газоохранилището. „Булгартрансгаз“ ЕАД планира за осигуряване на доставките на природен газ, свързани със задължения към обществото, да поддържа в наличност до 1 217 000 MWh/ден (115 млн. м³) природен газ в ПГХ „Чирен“.

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

Таблица № 1

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

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

2. Инвестиционна програма

2.1. Основни активи, с които дружеството извършва лицензионна дейност

Изграждането на ПГХ „Чирен“ започва през 1974 г., на базата на изтощено газокондензатно находище, добивът в което се извършва в периода 06.02.1965 г. – 31.08.1974 г. След изтощаване на газовия залеж газокондензатното находище е трансформирано в подземно газово хранилище. Газохранилището е свързано със северния и южния клон на газопреносната мрежа. Към момента се използват 38 бр. сондажи, категоризирани като експлоатационни и наблюдателни. Експлоатацията на ПГХ „Чирен“ се осъществява чрез 24 бр. експлоатационно-нагнетателни сондажа, като 13 бр. са построени за проучване и експлоатация на газовото находище и 11 бр. са построени за експлоатация на хранилището. Двадесет броя от сондажите са вертикални, а останалите четири са наклонено насочени. Дълбочините на продуктивната зона варират от 1700 м до 2300 м. Конструкциите са от циментирани стоманени обсадни колони и експлоатационни

колони. В новите сондажи са монтирани филтърни колони и защитни клапани. Експлоатационният лифт на сондажите е в комплектот от помпено-компресорни тръби, преходници и пакери. В сондажите Е-70 и Е-71 са монтирани подземно оборудване за контролиране на потока и безопасна експлоатация, циркуляционен клапан, пулт за управлението му и автоматика.

За поддържане на структурата на подземния колектор и за осигуряване на експлоатационните параметри на обекта при създаване на хранилището са нагнетени определени количества природен газ – буферен газ, като част от него ще бъде извлечен при ликвидация на хранилището, а останалата част се счита за неизвлекаема. Буферният газ на хранилището е 7 935 000 MWh (750 млн. м³), от който извлекаем е 1 587 000 MWh (150 млн. м³) и неизвлекаем е 6 348 000 MWh (600 млн. м³).

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

2.2. Организация на реализацията на инвестиционната програма

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

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

2.3. Предвидени инвестиции за периода 2020 – 2024 г.

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

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

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

Основните инвестиционни проекти са групирани в направления, както следва:

2.3.1. Разширение на инфраструктурата за съхранение на природен газ

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

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

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

- обновяване на програмируем логически контролер S9100e в ПГХ „Чирен“;
- 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на „Чиренската структура“;
- модернизация на телеметричната система на сондажите в ПГХ „Чирен“;
- изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри“ на 4 бр. газомоторни компресорни агрегати (ГМКА);
- подмяна на тръби на открит цикъл на ГМКА в ПГХ „Чирен“;
- намаляване на вибрациите в ГМКА и технологичните линии от ГМКА до втори пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“;
- внедряване на система за регулиране на производителността на два броя ГМКА.

2.3.3. Машини и оборудване

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

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

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

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

2.3.5. Ремонтни дейности с инвестиционен характер

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

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

2.3.6. Текущи инспекции

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

2.4. Обем на предвидените инвестиции и график за изпълнението им

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

Таблица № 2

Програма / Раздел	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции:	19 721	7386	3184	20 267	16 216
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	686	524	974	12 524	12 526
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	12 276	2225	72	5231	987
<i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i>	299	241	257	241	257
<i>РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка</i>	4854	2679	41	554	606
<i>РАЗДЕЛ II.2 – Доставка на материали и консумативи</i>	1607	1717	1840	1717	1840

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

Таблица № 3

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

3. Ремонтна (експлоатационна) програма

3.1. Ремонтна програма, съпътстваща текущата техническа експлоатация

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

Извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД ремонтни и експлоатационни дейности:

3.2. Текущи ремонтни дейности:

- планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации сондажи, компресорни агрегати, събирателни газопроводи, специализирано оборудване свързано с технологията на съхранение на природен газ, измервателни възли, комуникационни и информационни системи;

- профилактика и активно въздействие върху дренажната зона в продуктивния хоризонт на експлоатационните сондажи.

3.3. Дейности за техническа поддръжка и планов контрол

- измервания на водните нива или налягането на газа в наблюдателни сондажи при добив и нагнетяване на определени количества природен газ;
- проверка на експлоатационните и наблюдателните сондажи за пропуски на газ;
- замервания на сондажите за определяне на пластово налягане;
- проверка на колонните глави и фонтанната арматура на сондажния фонд;
- проверка на изолиращите фланци на експлоатационните сондажи;
- диагностика и ремонт на телеметричната система на сондажите;
- мероприятия за борба с хидратообразуването в събирателните газопроводи и сондажите;
- почистване на дървета, храсти и тревна растителност на площадките на сондажите и технологичното оборудване и на сервитутните зони на събирателните газопроводи;
- ежемесечно замерване на състоянието на системата за електрохимична защита;
- диагностика на технологичното оборудване на обслужващите съхранения на природен газ съоръжения;
- проверка за загазяване на шахти, колектори, подземно разположени съоръжения,
- текуща поддръжка на обслужващите съхранения съоръжения,
- извънпланови (аварийни) ремонти;
- извършване на ремонти по системата за катодна защита (анодни заземители, електроизолиращи фланци, контролно измервателна колонка (КИК), станции за катодна защита);
- участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие, в случай на констатирани при обследването места с нарушено такова;
- съставяне на досиета и на „База данни“ за съоръженията (вкл. паспорт, схема и устройство и инструкция за експлоатация на всяко съоръжение);
- периодични проверки на средства за измерване;
- съставяне и поддържане на „База данни“ за всички елементи на разходомерните системи.

3.4. Доставка на материали и консумативи

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

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

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

4. Социална програма

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

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

битовите и културните потребности и интереси на персонала; привличане на висококвалифицирани и образовани служители.

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

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

5. Прогнозна структура и обем на разходите

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

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

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

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

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

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

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

нагнетяване, съхранение и добив.

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

Таблица № 4

Видове разходи	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
	ХИЛ. ЛВ.	ХИЛ. ЛВ.	ХИЛ. ЛВ.	ХИЛ. ЛВ.	ХИЛ. ЛВ.
Общо разходи за дейността	17 383	18 562	19 080	19 821	20 118
I. Условно-постоянни оперативни разходи:	7687	7868	7948	8055	8229
1.1. Разходи за материали	677	691	699	706	721
1.2. Разходи за външни услуги	1439	1483	1494	1530	1566
1.3. Разходи за ремонт	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.4. Разходи за заплати и възнаграждения	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.5. Разходи за социални осигуровки	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.6. Социални разходи	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.7. Други разходи	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
II. Разходи пряко зависещи от количеството нагнетен, добит и съхранен природен газ	2857	2898	2939	2980	3020
III. Разходи за амортизация	6840	7796	8194	8786	8869

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

Разходите за материали включват:

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

Разходите за външни услуги включват:

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

метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване;

- експертни и одиторски разходи, включващи разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност и разходи по граждански договори. Прогнозирани са на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността;

- разходи за вода, отопление и ел. енергия, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността.

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

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

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

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

Други разходи включват:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- разходи за акциз върху горивния и технологичен газ, включващи дължимия акциз за използвания горивен газ за компресорните агрегати, обслужващи дейността и

технологичен газ, използван за стопански нужди. Прогнозирани са на база на прогнозните количества необходим природен газ за компресорните агрегати и използван природен газ за стопански нужди и действащите ставки на акциза, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана.

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

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

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

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

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

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

Таблица № 5

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

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

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

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

Таблица № 6

Показатели	Прогноза				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023г.	2024г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	26 018	26 018	26 018	26 018	26 018
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	17 384	18 562	19 080	19 821	20 118
Счетоводна печалба (хил. лв.)	8 634	7 456	6 938	6 197	5 900

Финансов резултат (хил. лв.)	7 771	6 710	6 244	5 577	5 310
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1.38	1.40	1.41	1.37	1.37
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	19.16	48.80	104.48	19.09	24.01
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	52.05	111.44	183.26	53.39	67.33

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

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

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

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

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

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

От представените прогнозни парични потоци за периода е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност, като постъпления от търговски контрагенти. Плащанията от оперативната дейност са свързани с търговски контрагенти, с персонала и данъци върху печалбата. По отношение на инвестиционната дейност на

дружеството са предвидени плащания, свързани основно с инвестиционни разходи за развитие на съществуващата инфраструктура за съхранение на природен газ. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащания, в т.ч. на дивиденди, вноска по фонд „Сигурност на електроенергийната система“, както и постъпления от и плащания за друга дейност.

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

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

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

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

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

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

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

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

Цените от тарифната структура включват:

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

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

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

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

Таблица № 7

Предоставяни услуги	Енергиен измерител	
	Мерна единица	Цена
Цена за нагнетени, съхранени и добити количества	лв./MWh	0,60
Твърд капацитет годишен интегриран продукт		
Ценова компонента за капацитет за съхранение	лв./MWh	2,43

Ценова компонента за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	73,61
Ценова компонента за капацитет за добив	лв./MWh/ден	49,79
Цена за интегрирана единица	лв./интегр. единица	16 047,96
Твърд шестмесечен интегриран продукт		
Ценова компонента за капацитет за съхранение	лв./MWh	1,45
Ценова компонента за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	43,91
Ценова компонента за капацитет за добив	лв./MWh/ден	29,69
Цена за интегрирана единица	лв./интегр. единица	11 939,15
Твърд капацитет месечен продукт		
Цена за капацитет за съхранение	лв./MWh	0,33
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	19,86
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	13,51
Виртуално нагнетяване/месечен добив		
Цена за капацитет за виртуално нагнетяване	лв./MWh/ден	15,89
Цена за капацитет за виртуален добив	лв./MWh/ден	10,81
Твърд капацитет „предварителен дневен продукт“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	0,87
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,59
Твърд капацитет „ден напред“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	1,09
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,74
Виртуален капацитет „ден напред“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	0,65
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,44
Прекъсваем капацитет „ден напред“		
Цена за капацитет за нагнетяване	лв./MWh/ден	0,87
Цена за капацитет за добив	лв./MWh/ден	0,59

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

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

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

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

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

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД по съхранение на природен газ обхваща

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

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

Изказвания по т.1.:

Докладва С. Станкова. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 08.07.2020 г., който е разгледан и приет от КЕВР с решение по Протокол № 161 от 16.07.2020 г., по т. 2 и е публикуван на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ на 22.07.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявил, че е съгласен с доклада и няма забележки по него. С. Станкова прочете проекта на решение, предложен от работната група:

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

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

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

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

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

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев,

Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. относно заявления с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. и вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г., подадени от „Булгартрансгаз“ ЕАД, за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, както и събраните данни от проведените на 22.07.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

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

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

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-36 от 27.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи в КЕВР следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съдържащо информация за базисна 2019 година, както и информация за всички ценообразуващи елементи: приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година, ведно с подробна обосновка; неаудитиран годишен финансов отчет на дружеството за 2019 г.; цифров модел на цените, съдържащ обобщени справки в електронни таблици със съответните формули и връзки за изчисленията им, съгласно чл. 11 от Указанията; прогнозна информация за регулаторния период, в т.ч. постоянни и променливи разходи, прогнозни количества и капацитети за добив, нагнетяване и съхранение на природен газ и други, подробно обосновани с допълнителни данни и документи, както и доказателства за оповестяване на предложението за цени. С писмо с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило актуализирано заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, както и изисканите данни и документи.

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

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 161 от 16.07.2020 г., по т. 3 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 22.07.2020 г. е проведено открито заседание за

обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада и приема напълно направените в него изводи. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което участие са взели представители на: „Булгаргаз“ ЕАД, Българска асоциация „Природен газ“ (БАПГ), както и заявителя „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Представителят на „Булгаргаз“ ЕАД е посочил, че са се запознали с проекта на решение и приемат фактите в него. В законоустановения 14-дневен срок ще представят в КЕВР писмено становище относно конкретни текстове.

Представителят на БАПГ е заявил, че в асоциацията са се запознали с проекта на решение и с доклада на работната група за определяне на необходимите приходи и цени за съхранение на природен газ, както и че са изготвили писмено становище, което ще представят в законоустановения срок. Представителят на БАПГ е обърнал внимание на няколко акцента, а именно за сключените договори между „Булгартрансгаз“ ЕАД и клиентите на хранилището, които са със срок на действие до 31.03.2021 г. и са при цената, утвърдена от Комисията с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г., което предполага, че новите цени ще влязат в сила не по-рано от 01.04.2021 г. На второ място, представителят на БАПГ е заявил, че предложените тарифи в проекта на решение, показват, че разходите за съхранение ще се увеличат с 30% спрямо действащата цена. Според БАПГ не са посочени мотивите и не е обосновано какво налага увеличението на цените. Услугата съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец, а всеки, който желае да ползва услугата за период по-кратък от месец, е задължен да я заплаща на месечна база, макар реално да не я използва. В заключение представителят на асоциацията е посочил, че едва 10% технически капацитет на хранилището се предлага за краткосрочни продукти, като по този начин се ограничава достъпа до услугата на хранилището, дори когато те са налични и не се използват.

Отношение по поставените въпроси е взел представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Според него и в момента договора между дружеството и ползвателите на хранилище не е с фиксирана цена от 2,49 лв., а съществува общ текст, който определя условията на цени, утвърдени от КЕВР. Колкото до възможността да се промени началото на действие на новата цена, в „Булгартрансгаз“ ЕАД ще се обсъди въпроса и ще бъде представено становище в КЕВР. По втория въпрос, представителят на дружеството е заявил, че действащата от 2005 г. цена от 2,49 лв./1000 м³ за месец, е морално остаряла и не отговаря на ценообразуващите елементи към настоящия момент. От друга страна, хранилището се е развило и от години „Булгартрансгаз“ ЕАД е в състояние, в което реализира загуба от прилагането на действащите цени. Това е и основание, заявителя да предложи един модерен подход на ценообразуване в съответствие с Указанията, приети от Комисията. Относно прилагането на дневни капацитети за съхранение, според представителя на „Булгартрансгаз“ ЕАД, хранилището е специфично и неговото техническо управление не предполага възможност за по-кратък период за съхранение. Това е и мотивът дружеството да предложи максимално кратък период за съхранение от един месец и цени за добив и нагнетяване с продължителност до един ден. За десетте процента краткосрочни продукти представителят на дружеството, отговори, че тези 10% не се предлагат като интегрирани годишно или шестмесечни продукти. Всичко, което остане нереализирано след провеждане на съответните търгове за разпределение на интегрирани продукти, ще бъде прехвърлено като краткосрочни продукти. Очакванията са, че техния размер може да стигне до 30%, а може и повече.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане в КЕВР са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение. С писма изх. № Е-04-16-4 от 05.08.2020 г., изх. № Е-15-45-36 от 05.08.2020 г. и изх. № Е-15-45-22 от 06.08.2020 г., КЕВР е изисквала становища от „Булгартрансгаз“ ЕАД по предложенията на заинтересованите лица. С писма с вх. № Е-04-16-4 от 10.08.2020 г. и с вх. № Е-15-45-22 от 10.08.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило своите позиции

по постъпилите становища.

Постъпилите становища са, както следва:

1. Становище с вх. № Е-15-45-36 от 06.08.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Във връзка с направените предложения по време на общественото обсъждане на проекта на решение за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ, заявителят предлага новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение да влезе в сила и да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение 2021/2022, започваща на 15.04.2021 г. Аргументите на дружеството са свързани с факта, че капацитетът за съхранение в подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за газовата година 2020/2021 е разпределен и частично заплатен по сега действащата цена. Същевременно за газовата 2020/2021 г. не може да бъде резервиран и разпределен годишен интегриран капацитетен продукт, който е основна част от новата тарифна рамка за ПГХ „Чирен“. В газохранилището са нагнетени от ползватели по сключени договори по сега действащата цена количества природен газ, по които са извършени и плащания за съхранението им. Прилагането на новите цени би довело до формални спорове с ползвателите на газохранилището, предвид и че от началото на настоящата газова година за съхранение са изминали повече от 3 месеца. Предвид изложените аргументи, заявителят счита, че новата тарифна система, следва да бъде прилагана от **15.04.2021 г.** или алтернативно, при одобрение на новата цена, изрично да се изключат заварените договори, които да бъдат приключени по досега действащата тарифа.

Предвид гореизложеното, Комисията приема аргументите на дружеството новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г.

2. Становище с вх. № Е-04-16-4 от 03.08.2020 г. от БАПГ.

В становището са включени въпроси, част от които са зададени на общественото обсъждане и други конкретни предложения. БАПГ предлага да се създаде още един интегриран капацитетен продукт – за девет месеца. Аргументите за това предложение са, че от проведените търгове е видно, че интересът за ползване на газовото хранилище е най-голям за период от 6 до 9 месеца. От БАПГ считат, че ползването на хранилището за срок от една година и заплащането на услугата, не отговаря на търсенето на предпочитаните от търговците на природен газ услуги. В проекта на решение се утвърждават цени за интегрирани капацитетни продукти, като същевременно такива продукти не са регламентирани в Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, публикувани на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. БАПГ отбелязва, че в проекта на решение липсват данни за размера на разходите за труд, което възпрепятства анализирането им. БАПГ счита, че е необходимо да се изготви оценка на икономическата ефективност на новите инвестиции, описани в бизнес плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД, като по този начин ще може да се анализират, дали реализирането им няма да доведе до необосновано увеличение на регулаторната база на активите, а от там и на цените. От асоциацията са изчислили, че съществува разлика от 437 хил. лв. между определените в доклада необходими приходи и изчисленията на база данни в доклада и проекта на решение. В доклада не е включена представената от „Булгартрансгаз“ ЕАД обосновка за разпределение на общите активи по видове услуги за предоставяне на капацитет (за съхранение, за добив и за нагнетяване). БАПГ счита, че в резултат на забавяне от страна на регулатора на утвърждаване на преносния оператор на необходими годишни приходи за достъп и пренос, поражда неяснота за ползвателите на мрежата, относно допълнителните разходи, които трябва да предвидят, като цяло, а не само за съхранение.

2.1. По отношение на твърдението, че направеният анализ от БАПГ на предложените тарифи в проекта на решение показва увеличение на разходите за ползване на ПГХ „Чирен“ спрямо настоящата цена за съхранение.

Сега действащата цена за съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е утвърдена с решение № Ц-001 от

10.02.2005 г. на ДКЕВР, като базовата година е 2002 г. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД оттогава са минали повече от 15 години като натрупаната инфлация за периода е 60,6%. През периода значително са се увеличили, както присъщите оперативни разходи, така и балансовата стойност на активите, обслужващи дейността съхранение на природен газ. Направени са значителни инвестиции в подземното газохранилище. Приложимата към настоящият момент цена е както морално остаряла, така и крайно недостатъчна да покрие разходите за дейността съхранение на природен газ. От гледна точка развитието на дейността съхранение на природен газ, осигуряване на бъдещите инвестиции в хранилището и преустановяване на дотирането на дейността за сметка на възвръщаемостта от дейността пренос на природен газ е крайно необходимо да се приложи адекватна на настоящата стойност на ценообразуващите елементи цени за достъп и съхранение на природен газ.

Съгласно чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от общите принципи: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти предвид разпоредбите на чл. 23, т. 4 и т. 5 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното Комисията приема за неоснователни възраженията на БАПГ срещу предложените цени за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение.

2.2. По отношение на тезата, че услугата за съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец.

Изборът на капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, представени в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ е базиран на физическите характеристики на ПГХ „Чирен“. Техническите характеристики на газохранилището позволяват само опростен цикъл на съхранение с летен период на нагнетяване и зимен период на добив, което определя и основната му функция за сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Във връзка с това е разработено предложеното портфолио от капацитетни продукти, като основно се разчита на резервирането на годишни интегрирани капацитетни продукти. Останалите капацитетни продукти са представени с цел допълване на вече разпределени интегрирани капацитетни продукти с цел постигане на възможност за допълнителна гъвкавост за ползвателите на газохранилището при управлението на капацитети. От тази гледна точка, по-кратък период на предлаганите капацитетни продукти за съхранение на природен газ би усложнил управлението на резервираните капацитети за съхранение, като би увеличил значително риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане периода на резервация, което би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно искането на БАПГ.

2.3. По отношение на предложението да се създаде интегриран капацитетен продукт за девет месеца.

Изборът на предлаганите интегрирани капацитетни продукти е съобразен с режимите на работа на ПГХ „Чирен“, като в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ са предложени за ценообразуване интегрирани капацитетни продукти за година и за шест месеца. При желание на ползвател на газохранилището за съхранение за период между 6 месеца и една година е възможно да се комбинира шестмесечен интегриран продукт и отделни месечни капацитетни продукти за съхранение и добив. Заявеният коефициент при ценообразуване на 6 месечните интегрирани капацитетни

продукти е 1,2, докато за месечните неинтегрирани продукти е 1,5. Това дава ценова разлика от 25% на цената на месечните продукти спрямо 6 месечният интегриран продукт, която при композирането на портфолио от 6 месечен интегриран продукт и 3 едномесечни продукти за съхранение сравнено с цените на 6 месечен интегриран продукт би била значително по-малка. От тази гледна точка, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че липсата на 9 месечен, 8 месечен и 7 месечен интегриран продукт не би довела до значително увеличение на разходите за съхранение в сравнение с използването на комбинация от 6 месечни интегрирани капацитетни продукти и едномесечни неинтегрирани капацитетни продукти.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно искането на БАПГ.

2.4. По отношение на мнението, че в проекта на решение се утвърждават цени за интегрирани капацитетни продукти, а към момента такива интегрирани продукти не са регламентирани в публикуваните на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“.

На 13.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявил обществено обсъждане на проекти на Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“ и договор за съхранение на природен газ, валидни при прилагането на новата тарифна система на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на дружеството. В посочения 14-дневен срок са постъпили редица предложения за изменение на двата документа. Като разгледа постъпилите становища „Булгартрансгаз“ ЕАД ще излезе с окончателните документи, които ще се прилагат с въвеждането на новата тарифна система.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно изложеното от БАПГ.

2.5. По отношение на твърдението, че едва 10% от техническия капацитет на газохранилището се предлага за краткосрочни продукти.

Проектът на Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“ предвижда първоначално да се заделят 10% от техническия търговски капацитет на газохранилището за реализация на краткосрочни продукти, като впоследствие след провеждане на процедурата по разпределение на интегрирани годишни капацитетни продукти неразпределените капацитети ще се предлагат на краткосрочна база. По този начин, реализираните краткосрочни капацитети могат да достигнат до повече от 30% от техническия търговски капацитет на газохранилището.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на БАПГ.

2.6. По отношение на забележката, че в проекта на решение не е представена информация за разходите за труд, за да могат да бъдат анализирани.

Разходите за труд са представени на Комисията за енергийно и водно регулиране като конфиденциална информация, като в неконфиденциалния вариант публикуван на страницата на комисията са заличени. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обозначило част от представените към заявлението документи като такива, съдържащи информация, представляваща търговска тайна.

В хода на административните производства пред КЕВР защитата на информация, представляваща търговска тайна, се осъществява по реда и условията на Правилата за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна (Правилата), приети с Решение по Протокол № 94, т. 7 от 01.07.2013 г. на Комисията. Съгласно т. 8 от Правилата, всяко лице, което предоставя или е предоставило материали в хода на административно производство пред КЕВР, посочва материалите или тези части от тях, за които твърди, че съдържат търговска тайна и следва да бъдат защитени, като предоставя и нероверителен вариант, в който са заличени всички данни, които лицето смята за поверителни. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило нероверителен вариант на информацията, съдържаща се във внесена

заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение. Данните за разходите за труд са характеризирани като информация, представляваща търговска тайна.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на БАПГ.

2.7. По отношение на тезата, че в регулаторната база на активите са включени инвестиции съгласно предложения за одобрение от КЕВР бизнес план.

Съгласно чл. 35 на Указанията за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите се включва единствено балансовата стойност на активите, свързани с дейността съхранение на природен газ отчетена към края на базовата година (31.12.2019 г.). Спазвайки разпоредбите на чл. 35, „Булгартрансгаз“ ЕАД не е включил в регулаторната база на активите инвестиции, описани в предложения за одобрение бизнес план за дейността съхранение на природен газ, обхващащ периода 2020 - 2024 г.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователна тезата на БАПГ.

2.8. По отношение на анализа на данните от доклада на работната група и проекта на решение и установената разлика в необходимите приходи.

Съгласно чл. 17 на Указанията за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, за стойност на годишните амортизационни отчисления като ценообразуващ елемент се вземат отчетените такива за базовата година (2019). В своите изчисления за годишни амортизационни отчисления БАПГ погрешно е приела прогнозната стойност на годишните амортизационни отчисления за първата година от регулаторния период (2020). Това погрешно действие води до установената разлика от 437 хил. лв.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на БАПГ.

3. Становище с вх. № Е-15-45-36 от 04.08.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД.

Общественият доставчик предлага новият ценови механизъм за нагнетяване, добив и съхранение да се въведе от 01.04.2021 г., след прекратяване на действащия в момента договор. Според „Булгаргаз“ ЕАД от проекта на решение не става ясно как ще се прилагат новите интегрирани годишни и шестмесечни продукти, предвид факта, че вече има резервирани за съхранение и разпределени количества природен газ за добив и нагнетени количества. Предвижда се количествата природен газ за нагнетяване, съхранение и добив се разпределят в енергийни единици, тъй като до момента те са се заявявали и разпределяли в обемни единици. В тази връзка, общественият доставчик предлага да се регламентира реда, по който ще бъде извършено преминаването от енергийни в обемни единици. „Булгаргаз“ ЕАД предлага да бъдат предвидени и краткосрочни дневни продукти. Според общественият доставчик, при утвърждаване на предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД цени за достъп, съхранение, нагнетяване и добив, годишните разходи на „Булгаргаз“ ЕАД за съхранение, нагнетяване и добив ще нараснат над 2,5 пъти, което ще се отрази на доставната цена на природния газ за клиентите на дружеството. В тази връзка общественият доставчик счита, че повишаването на разходите налага предварителна оценка на въздействието на променените цени върху пазара, каквато предложението проект на решение не съдържа. Оценката на очакваното въздействие от предлаганите промени би дало възможност на ползвателите да актуализират политиката си по отношение използването на ПГХ „Чирен“.

3.1. По отношение поставените въпроси за началната дата на прилагане на новите условия на разпределение на количествата природен газ и ценови условия.

Във връзка с изразеното становище от „Булгаргаз“ ЕАД новата тарифна система на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение да влезе в

сила и да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение 2021/2022, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита подобен подход за резонен и оправдан, имайки предвид следните обстоятелства:

- от началото на настоящата газова година за съхранение са изминали повече от 3 месеца и за избягване на формални спорове с ползвателите на газоохранилището ще са необходими допълнителни указания за начина, по който да се прилагат новите цени, при вече разпределени и частично използвани капацитетни продукти;

- целият капацитет за съхранение в ПГХ „Чирен“ за газова година 2020/2021 г е вече разпределен и частично заплатен при условията на действащата цена за реално съхранение;

- за газова година 2020/2021 вече не може да бъде резервиран и съответно разпределен годишен интегриран капацитетен продукт, който е основна част от новата тарифна рамка за ПГХ „Чирен“;

- в газоохранилището са нагнетени от ползватели по сключени договори по сега действащата цена количества природен газ, по които са извършени плащания за престоят им.

Предвид горепосоченото, както и с цел осигуряване на плавен преход за участниците в пазара на природен газ към новата тарифна система, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че същата следва да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение, считано от 15.04.2021 г.

Предвид изложените аргументи Комисията, счита за обосновано новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г.

3.2. По отношение на тезата, че услугата за съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец и предложението на Обществения доставчик да бъдат предвидени краткосрочни дневни продукти.

Изборът на капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, представени в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ е базиран на физическите характеристики на ПГХ „Чирен“. Техническите характеристики на газоохранилището позволяват само опростен цикъл на съхранение с летен период на нагнетяване и зимен период на добив, което определя и основната му функция за сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Във връзка с това е разработено предложеното портфолио от капацитетни продукти, като основно се разчита на резервирането на годишни интегрирани капацитетни продукти. Останалите капацитетни продукти са представени с цел допълване на вече разпределени интегрирани капацитетни продукти с цел постигане на възможност за допълнителна гъвкавост за ползвателите на газоохранилището при управлението на капацитети. От тази гледна точка, по-кратък период на предлаганите капацитетни продукти за съхранение на природен газ би усложнил управлението на резервираните капацитети за съхранение, като би увеличил значително риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане периода на резервация, което би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода. При фактурирането на резервираните месечни продукти за месец април и месец октомври цената на съответния месечен продукт ще бъде съобразена с възможността за ползването му, като бъде умножена по коефициент, определен от частното на дните през които продуктът ще може да бъде използван и общият брой на дните в съответния месец.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно предложението на „Булгаргаз“ ЕАД да бъдат предвидени краткосрочни дневни продукти.

3.3. По отношение на повишаването на разходите на „Булгаргаз“ ЕАД при утвърждаване от КЕВР на предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ и предложението на Обществения доставчик за оценка на въздействието на променените цени върху пазара.

Сега действащата цена за съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е утвърдена с решение № Ц-001/10.02.2005 г. на ДКЕВР, като базовата година е 2002 г. Оттогава са минали повече от 15 години като натрупаната инфлация за периода е 60,6%. През периода значително са се увеличили, както присъщите оперативни разходи, така и балансовата стойност на активите, обслужващи дейността съхранение на природен газ. Направени са значителни инвестиции в подземното газохранилище. Приложимата към настоящият момент цена е както морално остаряла, така и крайно недостатъчна да покрие разходите за дейността съхранение на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че от гледна точка развитието на дейността съхранение на природен газ, осигуряване на бъдещите инвестиции в хранилището и преустановяване на дотирането на дейността за сметка на възвръщаемостта от дейността пренос на природен газ е крайно необходимо да се приложи адекватна на настоящата стойност на ценообразуващите елементи цени за достъп и съхранение на природен газ. Заявителя предполага, че при изчислението на разходите на „Булгаргаз“ ЕАД за осигуряване на наложени задължения към обществото по План за действие при извънредни ситуации не е взет в предвид ефекта от възможното резервиране на краткосрочни капацитетни продукти, както и възможността неизползвания резервиран капацитет да се реализира на вторичния пазар за капацитет.

Съгласно чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от общите принципи: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти предвид разпоредбите на чл. 23, т. 4 и т. 5 от ЗЕ.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно предложението на „Булгаргаз“ ЕАД.

4. Становище с вх. № Е-13-276-3 от 05.08.2020 г. от „Мет енержи трейдинг България“ ЕАД.

Дружеството предлага решението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и въвеждането на новата ценова и продуктова структура да влезе в сила, считано от началото на следващия базов период на нагнетяване, а именно от 15.04.2021 г. Дружеството е предложило изменения в Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, които да бъдат препоръчани на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

4.1. По отношение твърдението, че така предложените нови цени могат да надхвърлят с 30% настоящата утвърдена цена за съхранение.

Сега действащата цена за съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е утвърдена с решение № Ц-001/10.02.2005 г. на ДКЕВР, като базовата година е 2002 г. Оттогава са минали повече от 15 години като натрупаната инфлация за периода е 60,6%. През периода значително са се увеличили, както присъщите оперативни разходи, така и балансовата стойност на активите, обслужващи дейността съхранение на природен газ. Направени са значителни инвестиции в подземното газохранилище. Приложимата към настоящият момент цена е както морално остаряла, така и крайно недостатъчна да покрие разходите за дейността съхранение на природен газ.

Заявителят счита, че от гледна точка развитието на дейността съхранение на природен газ, осигуряване на бъдещите инвестиции в хранилището и преустановяване на дотирането на дейността за сметка на възвръщаемостта от дейността пренос на природен газ е крайно необходимо да се приложи адекватна на настоящата стойност на ценообразуващите елементи цени за достъп и съхранение на природен газ.

Съгласно чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват

икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от общите принципи: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти предвид разпоредбите на чл. 23, т. 4 и т. 5 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното Комисията приема за неоснователни възраженията на „Мет енержи трейдинг България“ ЕАД срещу предложените цени за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение.

4.2. По отношение на настояването новата ценова и продуктова структура да влезе в сила от началото на следващия базов период на нагнетяване, а именно от 15.04.2021 г.

Комисията приема за обосновано предложението на дружеството съгласно аргументите, изложени в т. 3.1.

4.3. По отношение на предложените за изменение Правила за ползване на ПГХ „Чирен“, публикувани на страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД през март 2020 г.

На 13.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявило обществено обсъждане на проекти на Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“ и договор за съхранение на природен газ, валидни при прилагането на новата тарифна система на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на дружеството. В дадения 14 дневен срок са постъпили редица предложения за изменение на двата документа. Съгласно приложимата регулаторна рамка двата документа не подлежат на утвърждаване от КЕВР. Заявителят е готов да разгледа всяко предложение за тяхното подобряване дори и подадено извън срока на обявената процедура. След разглеждане на постъпилите становища „Булгартрансгаз“ ЕАД ще излезе с окончателните документи, които ще се прилагат с въвеждането на новата тарифна система.

Предвид гореизложеното Комисията приема за необосновано предложението на дружеството.

5. Становище с вх. № Е-04-05-10 от 05.08.2020 г. от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК)

Предложението на БФИЕК е да се регламентира от кога влиза в сила новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“. От федерацията предлагат да отпадне ставката за задължение към обществото, дължима за поддържане на запаси в газовото хранилище за покриване на сезонната неравномерност на потреблението и заплащана от потребителите с равномерно потребление, присъединени към газопреносната система.

5.1. По отношение твърдението, че новата тарифна структура би довела до повишаване на разходите на ползвателите на ПГХ „Чирен“.

Комисията приема за необосновано изложеното от БФИЕК по съображения, изложени в т. 2.1.

5.2. По отношение на началната дата на прилагане на новата тарифна структура

Комисията приема за обосновано предложението на БФИЕК новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г., съгласно аргументите, изложени в т. 3.1.

5.3. По отношение на настояването от страна на БФИЕК за отпадане на ставката за задължение към обществото, дължима за поддържане на запаси в ПГХ „Чирен“ за покриване на сезонната неравномерност на потреблението, заплащана и от потребителите с равномерно потребление, присъединени към газопреносната система.

Изразеното становище и повдигнатите въпроси са неотнормисими към разглежданото заявление за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение.

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят

искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. На основание чл. 11, ал. 1 от НРЦПГ признатите от комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички клиенти, по недискриминационен и прозрачен начин.

Предвид гореизложеното, Комисията счита за неоснователно искането на БФИЕК за отпадане на задълженията към обществото.

6. Становище с вх. № Е-15-57-36 от 05.08.2020 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, което по форма и съдържание повтаря описаното по горе становище на БАПГ. Направено е и предложение за предлагане на допълнителни интегрирани капацитетни продукти. Според дружеството поради технически и оперативни изисквания, свързани с максимално допустимия 18-дневен период за регазификация на доставен LNG на терминала в Ревитуза, хранилището е задължителен елемент при реализацията на алтернативните доставки за България. Новите продукти оскъпяват драстично услугите на хранилището и увеличават себестойността на доставения втечен газ за страната.

6.1. По отношение на твърдението, че направения анализ от „Овергаз Мрежи“ АД на предложените тарифи в проекта на решение показва увеличение на разходите за ползване на ПГХ „Чирен“ спрямо действащата цена за съхранение.

Комисията приема за необосновано твърдението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.1.

6.2. По отношение на тезата, че услугата за съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец.

Комисията приема за необосновано предложението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.2.

6.3. По отношение на предложението да се създадат допълнителни интегрирани капацитетни продукти.

Комисията приема за необосновано предложението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.3.

6.4. По отношение на мнението, че в проекта на решение се утвърждават цени за интегрирани капацитетни продукти, а към момента такива интегрирани продукти не са регламентирани в публикуваните на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“.

Комисията приема за необосновано твърдението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.4.

6.5. По отношение на твърдението, че едва 10% от техническия капацитет на газохранилището се предлага за краткосрочни продукти.

Комисията приема за необосновано твърдението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.5.

6.6. По отношение на забележката, че в проекта на решение не е представена информация за разходите за труд, за да могат да бъдат анализирани.

Комисията не приема изложеното от дружеството по съображенията, обсъдени в т. 2.6.

6.7. По отношение на тезата, че в регулаторната база на активите са включени инвестиции съгласно предложения за одобрение от КЕВР бизнес план.

Комисията не приема изложеното от дружеството по съображенията, обсъдени в т. 2.7.

6.8. По отношение на особеностите на регазификация на доставен LNG на терминала в Ревитуза.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва в становище си, че предложената нова тарифна система и съответно предложеното ниво на цените в нея няма да доведе до чувствително увеличение на стойността на внасяния от Гърция природен газ с LNG произход. Напротив, системата от капацитетни продукти както и възможността за предлагането им на вторичен

пазар ще доведе до гъвкавост в използването на газоохранилището като по този начин ще увеличи конкуренцията при тези доставки.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на „Овергаз Мрежи“ АД.

6.9. По отношение на изразеното мнение за дискриминация чрез предлагане на дългосрочни интегрирани продукти

Подходът за провеждане на процедурата за разпределение на търговските капацитети на хранилището отговаря напълно на Европейската практика на операторите на газоохранилища, като до голяма степен е сходен и с нормативно определения в Регламент (ЕС) 2017/459 от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи подход при провеждането на процедури за разпределение на капацитет от преносните оператори. Първоначално се разпределя не повече от 90% от наличния капацитет като дългосрочен продукт, като остатъчния след провеждане на процедурите капацитет се разпределя на краткосрочна база. При липса на такъв подход съществува значителен риск от намалена реализация на търговските капацитети на газоохранилището и съответно значителен процент несъбрани необходими годишни приходи.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на „Овергаз Мрежи“ АД.

7. Становище с вх. № Е-12-00-461 от 05.08.2020 г. от „Колмар България“ ЕООД

Дружеството посочва, че услугите, които са включени в Правилата и проекта на решение не отразяват потребностите на ползвателите на тези услуги по начин, който би допринесъл за конкуренцията на пазара, тъй като се предлага само един неинтегриран продукт за съхранение и той е месечен. Таксуването ще бъде за цял месец независимо че може да бъде ползван само един ден от съответния месец. Според дружеството липсва неинтегриран продукт за дългосрочно съхранение – шестмесечен, годишен, повече от година. Този продукт би бил от полза както за пазара така и за оператора. Краткосрочните неинтегрирани услуги се предлагат на цени значително по-високи от тези на дългосрочните, и от тези на интегрираните (близо до 2 пъти разлика). В Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“ предвиждат при разпределението на капацитета да се дава приоритет на дългосрочните интегрирани продукти, означава, че краткосрочните неинтегрирани се явяват допълващи хранилището. Противно на бизнес логиката, предложението е допълващите продукти да са по-скъпи от базисните. Предложението на „Колмар България“ ЕООД е цените да се прилагат от началото на следващата газова година – 01.04.2021 г. В заключение дружеството предлага да бъде върнато заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за преработка, като се актуализират продуктите, които ще предлага Оператора, съобразно потребностите на ползвателите и възможностите на хранилището, включително предоставяне на услуги за краткосрочно съхранение в лайнпека.

7.1. По отношение предложението за дневен продукт за съхранение на природен газ.

Комисията приема за необосновано предложението на дружеството по аргументите, изложени в т. 2.2.

7.2. По отношение на липсата на неинтегриран продукт за дългосрочно съхранение на природен газ за повече от година.

Неинтегрирани продукти с продължителност по-голяма от една година са необосновани във връзка с характера и режима на работа на газоохранилището. ПГХ „Чирен“ се характеризира с годишен цикъл на работа, който се състои от нагнетяване на определени количества, съхранението им и добив в рамките на една газова година за съхранение. Необосновано е и съществуването на неинтегрирани продукти с продължителност 6 месеца или една година поради факта, че се предлагат интегрирани такива, които на по-ниска цена удовлетворяват същите нужди.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано предложението

на „Колмар България“ ЕООД.

7.3. По отношение на тезата, че цените на краткосрочните неинтегрирани услуги са значително по-високи от тези за дългосрочните и интегрираните продукти.

Чрез резервирането на дългосрочни продукти се гарантира по-висока сигурност за приходите на оператора, което пък и носи по-висок риск за резервиращия от непълноценното му използване. Това обуславя и по-ниската му цена. Това е нормална търговска практика, която се прилага не само от операторите на газохранилища, като дори е част от европейската регулаторна рамка в областта на регулирането на операторите на газопреносни системи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че предложените коефициенти за определяне на краткосрочните капацитетни продукти са допустими като са съобразени с практиката в областта.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано предложението на „Колмар България“ ЕООД.

7.4. По отношение на предложението цените за достъп и съхранение на природен газ да се прилагат от началото на следващата газова година - 1.04.2021 г.

Комисията приема за обосновано предложението новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г., съгласно аргументите, изложени в т. 3.1

8. Становище с вх. № Е-04-41-5 от 05.08.2020 г. от Сдружение Българска газова асоциация (БГА)

Сдружението предлага да се изиска от „Булгартрансгаз“ ЕАД, актуализиране на проекта на Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, като се проведат нова публична консултация по тях, заедно с пазарен тест за установяване на интереса към предложените нови продукти за съхранение. Да бъде върнато заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на предложените цени за съхранение, като се изиска от дружеството, да мотивира разпределението на необходимите годишни приходи в цените на отделните продукти и на компонентите в рамките на интегрираните продукти, съобразно планираните продажби на продуктите през регулаторния период. БГА предлага да се поиска от министерството на енергетиката актуален План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент 1938/2017, както и информация за неговата евентуална предстояща актуализация и публичното му оповестяване съобразно изискванията на Регламента. Общественото обсъждане на новите цени за съхранение да бъдат съобразени с действията по оповестяване на Плана от Министерството на енергетиката. БАПГ предлага новите цени за съхранение да влязат в сила от 01.04.2021 г.

8.1. По отношение на твърдението, че липсата на актуализиран публикуван План за действие при извънредни ситуации на интернет страниците на Министерството на енергетиката и на „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да отложи общественото обсъждане на необходимите годишни приходи след неговото обновяване съобразно разпоредбите на Регламент № 1938/2017 г.

Публикуваният на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД План за действие при извънредни ситуации е актуален към момента като позоваванията на него са меродавни. Единственият елемент от плана свързан с предложението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение е размера на наложените задължения към обществото на „Булгартрансгаз“ ЕАД за осигуряване и съхранение на количества природен газ в размер на 115 млн. м³ за осигуряване сигурността на снабдяването с природен газ. Тези задължения са изрично вменени на „Булгартрансгаз“ ЕАД и със Заповед на Министъра на енергетиката № ЕРД-16-148 от 16.04.2018 г. във връзка със заповед на Министъра на икономиката и енергетиката № РД-16-675 от 21.05.2014 г., които представляват валидни административни актове извън плана за действие при извънредни ситуации.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.2. По отношение на тезата, че не е определен регулаторния период на определяне и на действие на цените, както се изисква в чл. 3 на Указанията за образуване на цените за достъп и съхранение на природен газ, обнародвани в ДВ бр. 2 от 09.01.2015 г.

От публикувания на страницата на КЕВР доклад относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение е видно, че при метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост на капитала“ какъвто се прилага по отношение на цените за достъп и съхранение на природен газ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, (чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ). Регулаторният период няма зададен краен срок. Нов регулаторен период започва по решение на комисията или по заявление на оператора на съоръжение за съхранение на природен газ при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно искането на БГА.

8.3. По отношение на изразеното мнение за липса на дефиниция на ценообразуваните капацитетни продукти за достъп до газохранилището.

Предложените за ценообразуване капацитетни продукти за достъп до газохранилището са надлежно дефинирани както по отношение на времетраене и размер, така и по условия за резервиране и ползване в публикуваните на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД, проекти за Правила за ползване на ПГХ Чирен и Договор за съхранение на природен газ. Същите надлежно са дефинирани и в приложените към заявлението за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение обосновки и модел за ценообразуване. Предложените цени са изчислени при близо 98% реализация на търговските обеми за съхранение, което ги прави минимални по отношение на предложените за утвърждаване необходими приходи покривани от търговско съхранение на природен газ.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано твърдението на БГА.

8.4. По отношение на мнението, че „Булгартрансгаз“ ЕАД преди да подаде заявление за промяна на цените за съхранение, следва официално да утвърди и публикува Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“, като съобрази началото на тяхното действие с утвърждаването на цените за дефинираните в тях продукти.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувал на своята интернет страницата проекти за Правила за ползване на ПГХ Чирен и Договор за съхранение на природен газ като е провел обществено обсъждане въз основа на тях. Въз основа на проведеното обществено обсъждане не се налагат значителни промени които да променят дефинирания начин на прилагане на обявените капацитетни продукти и подхода на тяхното тарифиране. От тази гледна точка „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че липсата на окончателни документи на Правила за ползване на ПГХ Чирен и Договор за съхранение на природен газ не би повлияло на параметрите на подаденото заявление за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение. От друга страна, с удължаване на срока за публикуване на окончателните документи се дава възможност за получаване на допълнителни предложения по отношение на тях който да бъдат анализирани и отразени в окончателните документи преди влизането на новата тарифна система в сила.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД заявените цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение са обявени на интернет страницата на дружеството при провеждането на общественото обсъждане на Правилата и Договора, така че заинтересованите ползватели са имали възможност да се запознаят, както с предлаганата тарифна структура, така и с конкретните заявени стойности на цените.

Предвид гореизложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.5. По отношение на тезата, че не е ясно как са разпределени необходимите годишни приходи по видове съставни части на продуктите, а именно между съхранението, нагнетяването и добива в рамките на един интегриран продукт, като мнението на ползвателя е, че цената за капацитета за нагнетяване и за добив са значително завишени. Следствие на това се определя цената на неинтегрираните продукти, като се прилагат коефициенти по отношение на съставните части на интегрираните продукти, което води до значително завишаване на цените на неинтегрираните продукти за нагнетяване и добив.

Заявените цени за достъп и съхранение на природен газ са формирани в съответствие с Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение (обн. ДВ, бр. 2 от 9 януари 2015 г.) при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ въз основа на утвърдения цифров модел за определяне на цените за достъп и съхранение на природен газ, представляващ приложение към Указанията и публикуван на интернет страницата на КЕВР. Съответните документи определят и начина на формиране на цените, както за интегрирани капацитетни продукти, така и за неинтегрирани такива. Не е коректно и становището, че прилагането на коефициенти за краткосрочни продукти води до завишаване на приходите на оператора поради факта че тежестта на тези коефициенти в съответствие с чл. 66 т. 4 от Указанията пряко се отразява в референтната цена за годишен капацитет. В уравнението по този член са включени както физическите търговски капацитети за нагнетяване, съхранение и добива така и прекъсваемите виртуални капацитети за добив и нагнетяване.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано твърдението на БГА.

8.6. По отношение на забележката, че неинтегриран продукт за съхранение има единствено и само за месечен продукт, като същевременно има цени за дневни продукти за нагнетяване и добив и предложението, че задължително следва да се предвидят както подневни неинтегрирани продукти за съхранение, така също неинтегрирани шестмесечни и годишни продукти за съхранение.

Изборът на капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, представени в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходимите приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ е базиран на физическите характеристики на ПГХ „Чирен“. Техническите характеристики на газохранилището позволяват само опростен цикъл на съхранение с летен период на нагнетяване и зимен период на добив, което определя и основната му функция за сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Във връзка с това е разработено предложеното портфолио от капацитетни продукти, като основно се разчита на резервирането на годишни интегрирани капацитетни продукти. Останалите капацитетни продукти са представени с цел допълване на вече разпределени интегрирани капацитетни продукти с цел постигане на възможност за допълнителна гъвкавост за ползвателите на газохранилището при управлението на капацитети. От тази гледна точка, по-кратък период на предлаганите капацитетни продукти за съхранение на природен газ би усложнил управлението на резервираните капацитети за съхранение, като би увеличил значително риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане периода на резервация, което би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода. Необосновано е и съществуването на неинтегрирани продукти за съхранение с продължителност 6 месеца или една година поради факта, че се предлагат интегрирани такива които са на по-ниска цена и удовлетворяват същите нужди.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.7. По отношение на липсата на дългосрочен продукт за съхранение на природен

газ за повече от година.

Неинтегрирани продукти с продължителност по-голяма от една година са необосновани във връзка с характера и решима на работа на газохранилището. ПГХ Чирен се характеризира с годишен цикъл на работа, който се състои от нагнетяване на определени количества, съхранението им и добив в рамките на една газова година за съхранение.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.8. По отношение на некоректното представяне на мерните единици в проекта на решението в т. 2, 3 и 4.

Мерните единици за отразени коректно като периода е определен чрез вида на предлагания капацитетен продукт (дневен, месечен, шестмесечен, годишен).

Предвид горното, Комисията приема за необосновано твърдението на БГА.

8.9. По отношение на влизането в сила на новите цени за съхранение от началото на предстоящата година за съхранение - 01.04.2021 г.

Комисията приема за обосновано предложението новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г., съгласно аргументите, изложени в т. 3.1.

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

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

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

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

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

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

за твърд годишен капацитет) съответно за нагнетяване, добив и съхранение.

I. Регулаторен период

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

II. Ценообразуващи елементи

1. Необходими годишни приходи

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

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

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

Необходими годишни приходи

Таблица № 1

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

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

- за съхранение на резерв от природен газ, необходим за осигуряване сигурността на снабдяване – 1 216 700 MWh (115 млн. м³), определени съгласно чл. 2.1.16. от Плана;
- за съхранение на природен газ за технологични нужди на комбинирания оператор и за нуждите на оперативното балансиране – 428 490 MWh (40,5 млн. м³). Стойността е в съответствие с прогнозната стойност на заетия капацитет на ПГХ „Чирен“ с газ за технологични нужди и за нуждите на оперативното балансиране на комбинирания оператор;
- за търговско съхранение на природен газ – 4 173 810 MWh (394,5 млн. м³), представляващи оставащия свободен капацитет на ПГХ „Чирен“, след отделяне на капацитетите за съхранение на резерв от природен газ за осигуряване на сигурността на снабдяването и за съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране.

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

1.1. Годишни разходи

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- *абонаментно поддържане и аварийна готовност*, включват разходите за

сервизно обслужване на съоръженията за съхранение на природен газ във връзка с предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ – 165 хил. лв. или 2,1% от УПОР;

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

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

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

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

Разходи за ремонт, включват разходи за текущи ремонти по съоръженията за съхранение на природен газ, неформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база отчетените стойности за 2019 г. и инвестиционната програма на дружеството в размер на 5499 лв. или 0,1% от УПОР.

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

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

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

Други разходи, с общ размер 148 хил. лв. или 1,9% от УПОР, в т.ч.:

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

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

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

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

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

1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството нагнетен, съхранен и добит природен газ (ПР), с общ размер 2857 хил. лв. или 16,4% от общите планирани от дружеството разходи за дейността, в т.ч.:

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

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

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

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

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

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

1.2. Регулаторна база на активите

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

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

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

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

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

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

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

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

1.3. Норма на възвръщаемост на капитала

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Капацитети и количества природен газ

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

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

Прогнозни капацитети за нагнетяване, съхранение и добив

Таблица № 2

Описание	Единица мярка	2020 г.
Обеми съхранение		
Общ обем за съхранение	MWh	5 819 000
Обем за съхранение във връзка със задължения към обществото	MWh	1 216 700
Обем за съхранение за нуждите на оператора за друга дейност	MWh	428 490
Търговски обем за съхранение	MWh	4 173 810
Капацитет нагнетяване		
Технически капацитет нагнетяване	MWh/ден	31 860,18
Капацитет нагнетяване за нуждите на оператора	MWh/ден	2346,07

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

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

Твърд търговски капацитет нагнетяване	MWh/ден	29 514,12
Капацитет добив		
Технически капацитет добив	MWh/ден	38 948,67
Капацитет добив за нуждите на оператора	MWh/ден	2868,04
Твърд търговски капацитет добив	MWh/ден	36 080,63
Прогнозни количества за нагнетяване, добиване и съхранение	MWh	4 445 897
<i>Приведен капацитет за търговско съхранение</i>		
Съхранение	MWh	4 409 951
Нагнетяване	MWh/ден	42 649
Добив	MWh/ден	55 722

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

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

Продължителността на отделните периоди е:

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

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

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

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

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

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

III. Цени и тарифна структура

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. За интегриран годишен продукт:

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

2. За интегриран шестмесечен продукт:

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

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

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

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

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

Изказвания по т.2.:

Докладва Р. Тахир. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. Докладът и проектът на решение са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 161 от 16.07.2020 г., по т. 3. На 22.07.2020 г. е проведено открито заседание, на което представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада и приема напълно направените в него изводи. На същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което участие са взели „Булгаргаз“ ЕАД, Българска асоциация „Природен газ“, както и заявителя „Булгартрансгаз“ ЕАД. В проекта на решение е описано какво е коментирано по време на общественото обсъждане. Това е изложено и в становищата, които са постъпили в 14-дневен срок. Постъпилите становища са от осем дружества. Едно от тях е на заявителя „Булгартрансгаз“ ЕАД. В него е взето отношение спрямо датата за прилагане на новата тарифа за цените за достъп и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“. Становища са постъпили и от БАПГ, „Булгаргаз“ ЕАД, „Колмар България“ ЕООД, Българска газова асоциация, „Овергаз Мрежи“ АД, „Мет енержи трейдинг България“ ЕАД. Във всички тях е поставен въпрос за началната дата на прилагане на цените. В тази връзка е постъпило становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД, защото този въпрос е повдигнат и по време на общественото обсъждане. Дружеството предлага новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение да влезе в сила и да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение 2021 – 2022 г., започваща на 15.04.2021 г. Аргументите са, че капацитетът за съхранение в ПГХ „Чирен“ за газова година 2021 – 2022 г. вече е разпределен и частично заплачен по сега действащата цена. В същото време не може да бъде резервиран и разпределен годишен капацитетен продукт, който е в основата на новата тарифна рамка. Има сключени договори с ползватели и по част от договорите вече е извършено плащане и за да се избегнат формалните спорове с ползвателите „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага новата тарифа да влезе в сила от 15.04.2021 г. Има и друго предложение – при одобрение на новата цена изрично да се изключат заварените договори, които да бъдат приключени по досега действащите тарифи. След преглед на всички становища и анализи, работната група счита, че е по-аргументирано новата тарифа да се прилага от 15.04.2021 г. По принцип газовата година за съхранение започва от 15 април всяка година и приключва до 30 март следващата година. Тя се различава от газовата година, която е за преноса. Във всички становища има предложения в тази връзка – едни предлагат да бъде от 01 април, а други да бъде от 15 април. По-удачно е да се приеме предложението на „Булгартрансгаз“ ЕАД, тъй като от 01 април до 14 април хранилището е в профилактика, както и от 01 октомври до 14 октомври.

Работната група е посочила въпросите, които са поставени от различните ползватели в техните становища, както и отговорите, които са дадени. В голяма част те се повтарят. Един от поставените въпроси е, че разходите за съхранение се повишават. Това

е логично, тъй като 15 години тази цена не е актуализирана. Цената е при базова година 2002 г. и е в сила от 2005 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД не успява с тази цена да си покрие оперативните разходи. В същото време има изискване в ЗЕ, че цените на енергийните предприятия трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост. Съгласно ЗЕ трябва да има и баланс между интересите на енергийните предприятия и техните клиенти. В тази връзка вече е време тази цена да бъде актуализирана и да отговаря на сега действащите ценови елементи.

Друг въпрос е защо няма краткосрочен продукт за съхранение, който е по-малък от месец. „Булгартрансгаз“ ЕАД заявява, че от гледна точка на по-кратък период на предлагане на капацитетни продукти за по-кратък период от месец, предвид техническите и физическите характеристики на ПГХ „Чирен“ (опростен цикъл – летен период на нагнетяване и зимен на добив), би увеличил риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане на периода на резервации. Това би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода.

Друг засегнат въпрос е защо само 10% от техническия капацитет се предлага за краткосрочни продукти. Работната група се е запознала със становището на „Булгартрансгаз“ ЕАД. В основата на тази тарифна структура е годишен и шестмесечен интегриран продукт. Всичко друго се предлага за допълване на тази тарифна структура и ако не се развият интегрираните продукти, тогава всичко, което е останало ще се предлага като краткосрочни продукти. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД смята, че около 30% от техническият капацитет ще бъде за краткосрочни продукти.

Във всички становища е застъпено, че няма приети актуализирани правила за достъп до ПГХ „Чирен“ и договор за съхранение. Процедурата по актуализация на тези правила е стартирала. На 13.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявило обществено обсъждане на правилата за ползване на ПГХ „Чирен“ и на договор за съхранение на природен газ. Има постъпили становища, но процедурата все още не е приключила. Изчаква се приемането на тарифата и евентуално би се провело и второ обществено обсъждане на правилата, за да се изчистят всички въпроси около тях.

Едно от становищата, които се различават е на БФИЕК, в което се съдържа искане да отпадне задължението за плащане на ставка за *задължение към обществото*. Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото. Съгласно чл. 11, ал. 1 от Наредба № 2 тези разходи се компенсират чрез цените. Съществува план за извънредни ситуации, в който са възложени задължения на две дружества. Едното е на „Булгартрансгаз“ ЕАД да съхранява до 140 куб. м. Те могат да се добиват единствено при прекъсване на доставките. Другото задължение е на „Булгаргаз“ ЕАД, което актуализира графика за задължение към обществото.

Работната група се е опитала да отговори на всеки един от поставените въпроси.

И. Иванов обърна внимание, че са посочени различните видове цени.

Р. Тахир отговори, че са посочени краткосрочните и дългосрочните, както и аргументите. Използвани са и становищата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 4, чл. 11, чл. 22 и чл. 36, ал. 1 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да реши:

Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД, считано от 15.04.2021 г.:

1. Цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение:

1. Цена за нагнетени, съхранени и добити количества природен газ;

2. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при годишен интегриран капацитетен продукт;

3. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при шестмесечен интегриран капацитетен продукт;

4. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд месечен продукт, както следва:

- 4.1. Цена за капацитет за съхранение;
- 4.2. Цена за капацитет за нагнетяване;
- 4.3. Цена за капацитет за добив.

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

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

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

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

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

II. Ценообразуващи елементи на цените по т. I:

1. Необходими годишни приходи от търговско съхранение на природен газ;
2. Регулаторна база на активите;
3. Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;
4. Обем на съоръжението за търговско съхранение.

III. Единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт (посочено е един интегриран продукт за какво количество се отнася и при какъв капацитет за нагнетяване и добив)

А. Йорданов каза, че ще подкрепи проекта на решение, тъй като тази фаза е преди общественото обсъждане. Добре е направените коментари да бъдат зададени като въпроси към заявителя.

Р. Тахир обърна внимание, че това е финалното решение.

А. Йорданов каза, че тогава ще направи коментарите, за да останат в протокола. Единият коментар е, че не е лошо със заявителя да бъде обсъдено някакво синхронизиране на двата периода за газова година за пренос и газова година за съхранение. Причината е, че капацитетните продукти за пренос и за съхранение са свързани по определен начин, особено когато става въпрос за сделки на свободен пазар и извън задълженията за съхранение по плана за извънредни ситуации, извън дългосрочно резервираните капацитети за пренос. Това разминаване може да е технически обосновано, но с оглед на пазара то има въздържаща роля по отношение на свободните сделки. Добре е при планирането, ако това е възможно, да се синхронизира разбирането за газова година за съхранение и газова година за пренос. Другото нещо е, че част от изложените становища, в които се иска по-голяма част от техническия капацитет да бъде предоставен за краткосрочни капацитетни продукти имат своята логика. Обемът на хранилището в Чирен е такъв, че изпълнението на плана за извънредни ситуации всъщност представлява една немалка част от капацитета за съхранение. В този смисъл той така или иначе по силата на плана следва да се предостави на „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД. Тогава нормалната логика е, че останалата част, която следва да обслужва т. нар. свободен пазар на природен газ би следвало да се реализира чрез по-краткосрочни продукти. А. Йорданов каза, че разбира изложената прогноза в становището на „Булгартрансгаз“ ЕАД, че може до 30%, но е било добре това да бъде обективизирано и в самата методика, а не само заявено в становището. На последно място. Когато се говори за плана за извънредни ситуации – това е акт на министъра. Това са задължения, наложени с акт на министъра по отношение на обществения доставчик и преносния оператор. Затова регулаторът при одобряване на цените следва да възстановява разходите, които двете дружества правят. Това е за по-голяма яснота за по-широката аудитория, която ще чете протокола.

И. Иванов каза, че това е и по повод искането на някои от участниците, представили свои писмени становища с искане да бъдат освободени от такива разходи.

А. Йорданов каза, че иска да направи и още един кратък коментар. Възраженията от страна на заинтересованите страни, свързани с отсъствието на действащи правила за достъп и съхранение също не са неоснователни, тъй като те кореспондират и с цените на капацитетните продукти. А. Йорданов допълни, че забелязва известна несистемност в действията на „Булгартрансгаз“ ЕАД, но за жалост на този етап това е трудно да се коригира. Очевидно ще има цени на капацитетни продукти преди правила за достъп. Твърденията на търговските участници, че правилата би следвало да предхождат новите цени са основателни.

И. Иванов обърна внимание, че по-голямата част от дружествата, които са представили своите становища са изключително удовлетворени от това, че цените ще влязат в сила от началото на газовата година за съхранение, а не газовата година от 01 октомври, която е за пренос. Вероятно те разчитат, че в този шестмесечен период, за който те виждат, че се отлага влизането в сила на тези цени, ще има възможност за допълнителни дискусии и предложения.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 4, чл. 11, чл. 22 и чл. 36, 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 :

Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД, считано от 15.04.2021 г.:

I. Цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение, както следва:

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

2. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при годишен интегриран капацитетен продукт – 16 047,96 лв./интегр. единица, при компонента за капацитет за съхранение – 2,43 лв./MWh, компонента за капацитет за нагнетяване – 73,61 лв./MWh/ден и компонента за капацитет за добив – 49,79 лв./MWh/ден.

3. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при шестмесечен интегриран капацитетен продукт – 11 939,15 лв./интегр. единица, при компонента за капацитет за съхранение – 1,45 лв./MWh, компонента за капацитет за нагнетяване – 43,91 лв./MWh/ден и компонента за капацитет за добив – 29,69 лв./MWh/ден.

4. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд месечен продукт, както следва:

4.1. Цена за капацитет за съхранение – 0,33 лв./MWh;

4.2. Цена за капацитет за нагнетяване – 19,86 лв./MWh/ден;

4.3. Цена за капацитет за добив – 13,51 лв./MWh/ден.

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

5.1. Цена за капацитет за виртуално нагнетяване – 15,89 лв./MWh/ден;

5.2. Цена за капацитет за виртуален добив – 10,81 лв./MWh/ден.

6. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд „предварителен дневен продукт“, както следва:

6.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;

6.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

7. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд продукт „ден напред“, както следва:

- 7.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 1,09 лв./MWh/ден;
- 7.2. Цена за капацитет за добив – 0,74 лв./MWh/ден.
8. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на виртуален капацитет „ден напред“, както следва:
 - 8.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,65 лв./MWh/ден;
 - 8.2. Цена за капацитет за добив – 0,44 лв./MWh/ден.
9. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на прекъсваем капацитет „ден напред“, както следва:
 - 9.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;
 - 9.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

II. Ценообразуващи елементи на цените по т. I:

1. Необходими годишни приходи от търговско съхранение на природен газ – 19 259 хил. лв. При необходими годишни приходи общо за дейността съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение – 26 018 хил. лв., необходими годишни приходи, покриващи разходи, възникващи от наложени задължения към обществото – 4 843 хил. лв.; необходими годишни приходи за покриване от съхранение за нуждите на оператора – 1 916 хил. лв.;
2. Регулаторна база на активите – 173 325 хил. лв.;
3. Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 4,73%;
4. Обем на съоръжението за търговско съхранение – 4 173 810 MWh. При общ обем на съоръжението за съхранение – 5 819 000 MWh; обем на съоръжението за съхранение във връзка със задължения към обществото – 1 216 700 MWh; обем на съоръжението за съхранение за нуждите на оператора – 428 490 MWh.

III. Единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт, както следва:

1. За интегриран годишен продукт:
 - 1.1. капацитет за съхранение 5000 MWh;
 - 1.2. капацитет за нагнетяване 31,11 MWh/ден;
 - 1.3. капацитет за добив 32,69 MWh/ден;
2. За интегриран шестмесечен продукт:
 - 2.1. капацитет за съхранение 5000 MWh;
 - 2.2. капацитет за нагнетяване 62,85 MWh/ден;
 - 2.3. капацитет за добив 65,49 MWh/ден.

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

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

По т.3. Комисията, след разгледа **Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на АССг по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 13280 от 2018 г., както и относимите към тях данни и документите, и събраните данни и доказателства от проведеното на 16.07.2020 г. обществено обсъждане, установи следното:**

С Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), считано от 01.07.2012 г., е определила преференциална цена, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически

централи (ВТЕЦ), в частта по т. 1 - за ВТЕЦ, работещи до 2 250 часа, в размер на 148,71 лв./MWh, при нетно специфично производство (НСП) в размер на 1 860 kWh/kW и в частта по т. 2 - за ВТЕЦ, работещи над 2 250 часа, в размер на 132,71 лв./MWh, при НСП в размер на 2 139 kWh/kW. Посоченото решение е постановено след съдебна отмяна на Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г., на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), в частта му по раздел I, т.7 и т.8 относно определяне на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВТЕЦ, работещи до 2 250 часа и за ВТЕЦ, работещи над 2 250 часа.

„Хаос Инвест-1” ЕАД е обжалвало Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1 и по т. 2, като във връзка с подадената жалба е образувано адм. дело № 13565 по описа за 2017 г. на Административен съд София-град (АССГ) по което е постановено Решение № 5209 от 09.08.2018 г., с което съдът е отменил Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1, а по отношение на т. 2 е прекратил съдебното производство. С Решение № 5503 от 27.09.2018 г. АССГ е допълнил Решение № 5209 от 09.08.2018 г. по адм. дело № 13565 по 2017 г., като е постановил, че връща административната преписка на КЕВР за ново разглеждане, с указание за определяне на преференциални цени за електрическата енергия, произведена от ВТЕЦ, работещи до 2 250 часа, в съответствие с изискванията на чл. 32, ал. 2 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и чл. 19а от Наредбата за регулиране цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, отм.), в приложимата редакция, както и на разпоредбите на чл. 31 от Закона за енергетиката.

Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на АССГ по адм. дело № 13565 от 2017 г., за отмяна на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1 е обжалвано с касационна жалба пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 13280 по описа за 2018 г. С Решение № 2539 от 18.02.2019 г., ВАС, Трето отделение е оставил в сила Решение № 5209 от 09.08.2018 г. по адм. дело № 13565 от 2017 г. и Решение № 5503 от 27.09.2018 г. по адм. дело № 13565 от 2017 г. по описа на АССГ.

В мотивите на Решение № 5209 от 09.08.2018 г. по адм. дело № 13565 от 2017 г. АССГ е установил, че не е налице нищожност на оспорения административен акт, предвид извършената служебна проверка по чл. 168 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК), както и че същият е издаден от компетентен орган и в предвидената от закона форма, но в нарушение на чл. 59, ал. 2, т. 4 от АПК. В тази връзка АССГ е приел, че оспореното решение на КЕВР е незаконосъобразно.

Според АССГ, при новото произнасяне на КЕВР е следвало да бъде проведено обществено обсъждане в изпълнение на разпоредбата на чл. 14 от Закона за енергетиката, независимо, че такова вече е проведено при приемане на предходното решение на ДКЕВР, тъй като с неговата отмяна административното производство следва да започне от етап доклад, който да бъде подложен на обсъждане от заинтересованите лица, с оглед основанията наложили повторното произнасяне от административния орган. Съдът е счел това обстоятелство за процесуално нарушение, ограничаващо правото на защита на заинтересованите лица в хода на производството, развило се повторно пред КЕВР.

На следващо място, АССГ е приел, че при новото произнасяне на КЕВР относно определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, считано от 01.07.2012 г., липсва обосновка за това как и по какъв начин, въз основа на кои конкретни данни е определен техният размер. Според съда липсват данни какви конкретни параметри административният орган е съобразявал по отделните ценообразуващи елементи, за да достигне до съответните конкретни стойности, като такива мотиви липсват и в цялата административна преписка. В тази връзка, АССГ е изложил, че в оспореното решение на КЕВР е посочено, че са ползвани данни от Meridian-Analyst and investors Presentation, 28 May 2012, при определяне на инвестиционните разходи, експлоатационни разходи и разходи за амортизации, а относно инфлацията – данни на

Национален статистически институт (НСИ), Евростат и Европейската централна банка (ЕЦБ), но не е посочено какви точно стойности е използвал органът, нито начинът, по който са функционално определени въз основа на тези данни крайните стойности на всеки ценообразуващ елемент, съобразно разпоредбата на 19а, ал. 3 от НРЦЕЕ, отм.

Съдът е посочил също, че не са налице основания да се приеме, че данните в представената справка - извлечение от финансов модел, съдържащи стойности на отделните ценообразуващи елементи като процент, са събрани, изчислени и използвани в хода на административните производства по издаването на оспореното решение. В тази връзка, съдът е счел, че при липсата на доказателства, различни от посочената справка - извлечение от финансов модел, е невъзможно да се установи по какъв начин в оспореното решение КЕВР е достигнала до конкретните стойности на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа – 148,71 лв./MWh, при НСП в размер на 1 860 kWh. На следващо място, съдът е приел, че доколкото заключението на вещото лице по допусната по делото експертиза се гради върху данни, получени от извлечението на финансов модел, който не е приет като годно доказателство по делото, същото не следва да се кредитира.

Предвид горното, АССГ е приел, че Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1, с което са определени, считано от 01.07.2012 г. преференциални цени, без ДДС за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа – 148,71 лв./MWh, при НСП в размер на 1 860 kWh, е немотивирано, прието при съществено нарушение на административнопроизводствените правила, ограничаващо правото на защита на засегнатите от акта лица, което пречатства съдебния контрол върху неговата материална законосъобразност. Съгласно чл. 173, ал. 1 от АПК, след като обяви нищожността или отмени административния акт, съдът решава делото по същество, когато въпросът не е предоставен на преценката на административния орган. Извън тези случаи, както и когато актът е нищожен поради некомпетентност или естеството му не позволява решаването на въпроса по същество, съдът отменя административния акт и изпраща преписката на съответния компетентен административен орган за решаване на въпроса по същество със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона (чл. 173, ал. 2 от АПК).

С оглед изложеното, предвид отменителното съдебно решение и разпоредбите на АПК, КЕВР следва да се произнесе с ново решение вместо отмененото, като спазва указанията на съда по тълкуването и прилагането на закона, което налага технико-икономически анализ на фактите и обстоятелствата, релевантни към момента на определяне, на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа.

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, за енергийните обекти попадащи в обхвата на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. КЕВР, в частта по т. 1, а именно: за ВтеЦ, работещи до 2 250 часа, при съответното нетно специфично производство (НСП).

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ, КЕВР определя ежегодно в срок до 30 юни премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW.

Според § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ бр. 91 от 2018 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ премии, като разлика между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. Аналогична е и разпоредбата на § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.

В тази връзка, за целите на определянето на премиите за електрическа енергия,

произведена от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове ВИ и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със Заповед № 3-Е-34 от 12.03.2020 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача при спазване на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, съгласно Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 13280 от 2018 г. да извърши проучване на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени, без ДДС за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, при нетно специфично производство в размер на 1 860 kWh/kW. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-598 от 08.07.2020 г., който е приет от Комисията с решение по т. 2 от Протокол № 158 от 10.07.2020 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определяне, считано от 01.07.2012 г., на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, за установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа и за определяне, считано от 01.07.2020 г. на премия. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 16.07.2020 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

С писмо с вх. № Е-13-92-6 от 15.07.2020 г. в КЕВР е постъпило становище от „Хаос Инвест - 1“ ЕАД, в което е изложено следното:

1. Дружеството счита, че са нарушени административнопроизводствените правила, тъй като липсват доказателства за изготвен доклад от дирекция „Електроенергетика и Топлоенергетика“ и дирекция „Правна“ до председателя на КЕВР, въз основа на който е изготвен проектът на решението. Също така се посочва, че с отмяната на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, административното производство следва да започне от етап - доклад, който заедно с проекта за решение да се подложи на обсъждане от заинтересованите лица, с оглед основанията наложили повторното произнасяне от административния орган. В тази връзка дружеството счита, че липсват етапи по приемане на административния акт, което представлява процесуално нарушение, ограничаващо правото на защита на заинтересованите лица в хода на административното производство.

Комисията приема горното твърдение за неоснователно. В тази връзка следва да се има предвид, че е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-598 от 08.07.2020 г., който е приет от Комисията с решение по т. 2 от Протокол № 158 от 10.07.2020 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определяне, считано от 01.07.2012 г., на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, за установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа и за определяне, считано от 01.07.2020 г. на премия. Съгласно указанията на съда и в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 16.07.2020 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, включително и от „Хаос Инвест - 1“ ЕАД. В тази връзка е видно, че не са нарушени административнопроизводствените правила, респективно не е ограничено правото на защита на заинтересованите лица в

производството по приемане на административния акт.

2. „Хаос Инвест-1“ ЕАД счита, че Комисията не е взела предвид задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, с които съдът е върнал преписката на административния орган за ново произнасяне, след отмяната на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР. Дружеството посочва, че при утвърждаването на преференциалните цени следва да се отчитат, както ценообразуващите фактори, изброени в чл. 19а, ал. 1 от НРЦЕЕ, отн., така и основните принципи на ценово регулиране, залегнали в чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, както и принципите - цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, цените да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им. На следващо място според дружеството, цените следва да включват невъзстановяемите разходи, свързани с прехода към конкурентен енергиен пазар, разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото и тези свързани със сигурността на снабдяването. Също така цените следва да включват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала, включително и за управление, експлоатация и поддръжка на енергийните обекти, поддържане на резервни и регулиращи мощности, необходими за надеждно снабдяване на потребителите, доставка и поддържане на резервите от гориво, ремонти, амортизации, съхраняване и преработка. Дружеството счита, че при така предложената преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2250 часа, считано от 01.07.2012 г. тези принципи не са спазени и липсва обосновка за това как и по какъв начин, въз основа на кои конкретни данни е определен нейният размер.

„Хаос Инвест-1“ ЕАД посочва, че заложените в проекта на решението ценови параметри са идентични с тези, които са заложили във вече отменени от съда като незаконосъобразни ценови решения. В допълнение се посочва, че съгласно действащата нормативна рамка, преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 МВ се определя като се вземат предвид следните ценообразуващи фактори: инвестиционни разходи, нормата на възвръщаемост; структурата на капитала и инвестицията; производителността на инсталацията според вида на технологията и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорт; разходите за труд и работна заплата; другите експлоатационни разходи.

Дружеството заявява още, че преференциалните цени по чл. 32 от ЗЕВИ не следва да бъдат определени съгласно индивидуалните разходи на конкретен производител, но това не изключва задължението на КЕВР да изложи в решението си конкретни факти, възприети от Комисията, както и методика или формула за определяне на осреднените стойности. Според дружеството липсват данни какви конкретни параметри са взети предвид по отделните ценообразуващи елементи, за да се достигне до конкретните стойности, посочени в проекта на решението. Дружеството заявява още, че при определяне на преференциалните цени не се отчитат спецификите на отделния производител, а се осредняват стойности по отделните ценообразуващи елементи за цялата група производители. Дружеството счита, че не са правилно и прозрачно отчетени експлоатационните разходи, като не са взети предвид допълнително въведените разходи за производителите, а именно: разходи за балансиране, такса достъп, вноските към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) и т.н.

„Хаос Инвест-1“ ЕАД счита, че не е заложен коректен размер на прогнозната инфлация и посочената норма на възвръщаемост не отразява коректно възможността за възвръщаемост на направените от производителите инвестиции. В тази връзка дружеството счита, че КЕВР не е съобразила дадените от съда задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона, като счита, че в проекта на решението липсва

обосновка и методика за определяне на собствените нужди на конкретната група ВЕИ производители. На следващо място се посочва, че не се съдържат данни и/или източници, въз основа на които Комисията е определила посочените в проекта на решение стойности и не са посочени конкретни формули или методики. В допълнение дружеството посочва, че е извършило анализ на стойностите на конкретните ценообразуващи елементи, според който цената, която следва да бъде определена от КЕВР е в размер над 170 лв./MWh.

Комисията приема горното твърдение за необосновано. След връщане на преписката за ново произнасяне е видно, че съдът е указал на КЕВР да посочи източниците на информация и мотиви за конкретните стойности на ценообразуващите елементи, като не е обсъждал техният размер. В тази връзка, следва да се има предвид, че в мотивите на Решение № 9209 от 09.07.2020 г. на ВАС по адм. д. № 4146 от 2019 г., постановено във връзка с жалба срещу Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, съдът е приел, че „Съдът не може да прави преценка относно вида на данните и източниците, ползвани от комисията във връзка с образуването на цените, както и да извършва икономически анализ вместо регулаторния орган. Възложената на съда проверка е проверка за законосъобразност, с която се свързва задължението на органа да съобрази дадените със съдебното решение задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона, когато се произнася повторно след отмяна на първоначално издадения от него административен акт. В производствата по оспорване на решения на Комисията за енергийно и водно регулиране, с които тя утвърждава на цени на енергийни предприятия, административните съдилища проверяват компетентността на органа, спазването на установената форма и на производствените правила, както и начина на формиране на цените с оглед предвидените в закона, наредбите и одобрените от органа методики правила за ценообразуване, при съчетано прилагане на всички ценообразуващи елементи съобразно принципите по чл. 23, чл. 24 и 31 от Закона за енергетиката.“.

В тази връзка в проекта на решение подробно са посочени данните и използваните източници, както и как Комисията е достигнала до съответните стойности на ценообразуващите елементи, въз основа на които е определена преференциалната цена.

В допълнение и предвид факта, че преференциалната цена се определя за дълъг период от време, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на управление и експлоатация на основните и спомагателни съоръжения на централата, стойностите на отделните ценообразуващи елементи са осреднени, като същите следва да са в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб. Така при изпълнение на инвестиционни проекти, чиито разходи са при необосновано завишени стойности при условията на възможност за оптимизация на същите е въпрос на управленско решение и анализ на принципа „разходи – ползи“ при прилагането на подобни решения. В тази връзка при реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Водени от горното, отразяване на индивидуалните разходи на конкретна електрическа централа, би означавало да се приложи различен подход при ценообразуването спрямо останалите производители в сектора, както и това да натовари необосновано крайните клиенти с допълнителен разход, който те ще трябва да заплатят.

В допълнение, следва да се има предвид, че преференциалните цени се изчисляват въз основа на конкретни ценообразуващи елементи. Тези ценообразуващи елементи са изчислени чрез изчислителен ценови модел - таблица във формат Excel, отразяваща начина на образуване на цената, съгласно нормите на приложимото законодателство, съставена от свързани таблици с посочени изходни данни и конкретните стойности, с формули и връзки между тях, формирали ценообразуващите елементи, въз основа на които е изчислена преференциалната цена, включително заложеното за производство количество електрическа енергия.

В тази връзка, е извършен анализ на относимите факти и обстоятелства като е отчетено влиянието на отделните елементи върху нивото на цената. Отчетени са съществуващите регулаторни условия, които формират рамката и с които всеки инвеститор е запознат при осъществяването на своя инвестиционен проект, от което следва че Комисията е изпълнила задължителните указания на съда.

По отношение на възражението на дружеството в цените да бъдат включени невъзстановяемите разходи, свързани с прехода към конкурентен енергиен пазар, разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото, както и тези, свързани със сигурността на снабдяването, следва да се има предвид, че това са разходите описани в чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ. Тези разходи се включват към цените на крайните клиенти, заплащани на регулиран и свободен пазар и не са относими към преференциалната цена, по която дружеството продава произведената от него електрическа енергия.

В допълнение следва да се има предвид, че именно преференциалната цена, по която се заплаща изкупуваната електрическа енергия по реда на чл. 31 от ЗЕВИ, формира част от цената за задължения към обществото. В тази връзка е недопустимо да се иска възстановяване на разходи, които самият производител предизвиква.

Във връзка с възражението за невключване на разходи за балансиране, достъп, както и 5% вноса към ФСЕС следва да се има предвид, че същите не са ценообразуващи елементи, формиращи размера на преференциалната цена.

На следващо място, следва да се има предвид, че цените за достъп до електропреносната мрежа или електроразпределителните мрежи се утвърждават от КЕВР на самостоятелно правно основание и се дължат на самостоятелно основание за услугите, които операторът на електропреносната мрежа или съответният оператор на електроразпределителна мрежа предоставя на производителите на електрическа енергия, във връзка с ползването на мрежата. Същите произтичат от въведените в българското законодателство европейски норми и по-конкретно чл. 84, ал. 2 и ал. 3 от ЗЕ, с който на 17.07.2012 г. са въведени изискванията на чл. 17, пар. 2, буква „г“ от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО, съгласно който „събирането на всички свързани с преноса такси, включително такси за достъп, изравнителни такси за допълнителни услуги като например закупуване на услуги (балансиране на разходи, енергия за покриване на загуби). Така за дружеството следва да е било известно при реализиране на инвестицията, че подобни разходи ще са присъщи за неговия обект и следва да се заплащат. Цените за балансиране произтичат на самостоятелно основание от ЗЕ и Правилата за търговия с електрическа енергия, а освен това стойността им не подлежи на утвърждаване от КЕВР, а се определя в зависимост от предизвиканите от всеки производител небаланси в електроенергийната система. Също така принципът за балансиране е въведен със Закона за енергетиката още в първоначалната редакция на същия от 2003 г. (чл. 21, т. 8 от ЗЕ, чл. 91 от ЗЕ, чл. 99 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 107 от 9.12.2003 г.). Посоченият принцип е съществувал, съответно и във всички правила за търговия с електрическа енергия, приемани от КЕВР от 2003 г. до момента. Задължението на внасяне на вноса във ФСЕС произтича от чл. 36е от Закона за енергетиката, т.е. на самостоятелно правно основание.

3. Дружеството е посочило, че не е ясно и липсват мотиви относно начина, по който се установява нетното специфично производство в размер на 1 860 kWh/kW, като се има предвид, че същото се определя с оглед на два елемента: средногодишното производство на електрическа енергия, след приспадане на собствените нужди. Според дружеството няма конкретни данни за начина на определяне на собствените нужди на отделните производители на електрическа енергия от възобновяеми източници. Посочило е, че не може да се установи по какъв начин КЕВР е достигнала до посочения размер на нетното специфично производство на електрическа енергия, както и че липсват

доказателства какви конкретни параметри административният орган е съобразявал по отношение на отделните ценообразуващи елементи, за да достигне до конкретните стойности. В тази връзка, според дружеството не са спазени изискванията на чл. 59, ал. 2, т. 4 от АПК за мотивираност на административния акт.

Комисията приема горното твърдение за необосновано. Предвид дефиницията на понятието „нетно специфично производство на електрическа енергия“ в §1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ - средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, съгласно решение на КЕВР за определяне на преференциални цени след приспадане на собствените нужди. В тази връзка, следва да се има предвид, че по отношение на средногодишна продължителност на работа на централите аргументи са изложени в част I, т. 6 от настоящото решение.

Въз основа на горното и при прилагане на начина за установяване на НСП по § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, подробен анализ и аргументи как е установен размера на НСП на вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа, а именно 1 860 kWh/kW са изложени в част II от настоящото решение.

4. Дружеството счита, че с установяването на НСП, Комисията придава обратна сила на административен акт. Според „Хаос Инвест-1“ ЕАД въвеждането на обратно действие на административен акт противоречи на Закона за нормативните актове (ЗНА), като съгласно чл. 14, ал. 1 от ЗНА обратна сила на нормативен акт може да се даде само по изключение, и то с изрична разпоредба. В допълнение посочва, че ЗНА изрично регламентира случаите, в които може да се придаде обратно действие и то само на нормативен акт, какъвто не е индивидуалния административен акт по смисъла на чл. 21, ал. 1 от АПК, издаван от КЕВР в рамките на предоставената й компетентност, като по аргумент за обратното счита, че е недопустимо КЕВР да постановява решения със задна дата. На следващо място, дружеството е изложило, че обратното действие на административния акт създава множество пречки за производителите, предвид правото им да продават произведената електрическа енергия над определеното нетно специфично производство или на балансиращия пазар, или по свободно договорени цени на свободния пазар, при определено НСП. В тази връзка е посочило, че през периода от 2015 до 2017 г. не е било установено нетно специфично производство за производителите от ВИ, засегнати от проекта на решението, и не са имали право да договарят и продават произведената от тях електрическа енергия на свободен пазар. Според дружеството е налице неоснователно обогатяване, тъй като произведената енергия се балансира от съответния координатор на балансираща група, а с въвеждането на обратното действие на новото решение, се предоставя възможност координаторът да балансира същата произведена и вече продадена енергия със задна дата, за която е получена подкрепа от държавата.

Комисията приема горните твърдения за необосновани. Съгласно разпоредбата на § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ), обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г., в срок до 31 юли 2015 г. в съответствие със ЗЕВИ КЕВР приема решение, с което установява НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията, приети до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г. Следователно, законодателят е задължил КЕВР да се произнесе с акт, като изрично е указал до коя дата следва да се установи НСП.

Предвид изложеното, от влизането в сила на чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ, в редакцията ДВ, бр. 56 от 2015 г. крайният снабдител, следва да изкупува произведена електрическа енергия от възобновяеми източници, по преференциална цена до размера на нетното специфично производство на електрическа енергия, а количествата надхвърлящи НСП, съгласно разпоредбата на чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ - по цена за излишък на балансиращия пазар.

На следващо място да се отрече законовата компетентност на КЕВР да се произнесе

с административен акт с действие, считано от 31.07.2015 г., означава наличие на празнота и невъзможност за прилагане на законовата норма на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (изм. ДВ, бр. 56 от 2015, в сила от 24.07.2015 г.) по отношение на отделни производители на електрическа енергия, съгласно която общественият доставчик, съответно крайните снабдители изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена за количествата електрическа енергия до размера на НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР. Следователно, от 24.07.2015 г. за обществения доставчик и крайните снабдители е възникнало задължение да изкупуват по преференциална цена не цялата произведена електрическа енергия от ВИ, а само до размера на НСП на електрическа енергия. В тази връзка, ако се приеме, че КЕВР няма законово правомощие да постанови решение за установяване на НСП с действие, считано от 31.07.2015 г., се достига до противоположния резултат, а именно: невъзможност за изпълнение на законовата норма, т.е. цялостно неизпълнение на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ. В този смисъл, неизпълнението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ, ще доведе до изкупуването по преференциална цена на цялото количество електрическа енергия, произведена от ВИ, респективно до повишаване на цените на крайните клиенти на електрическа енергия.

В допълнение следва да се посочи, че неспазване на горните текстове и посочване на начален срок на прилагане на установеното НСП, различен от законоустановения с разпоредбата на § 17 от ПЗР на ЗИДЗЕ, а именно „31 юли 2015 г.....“, означава автоматично нарушаване на принципа по чл. 23, ал. 1, т. 4 и 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и поставяне на една група производители на електрическа енергия от ВИ, в по-благоприятно положение от останалите.

В КЕВР са постъпили становища с вх. № Е-12-00-432 от 14.07.2020 г. и с вх. № Е-12-00-432 от 22.07.2020 г. от „Вентус България“ ЕООД:

Дружеството заявява, че не е съгласно с предложения проект на решение и счита, че същият е идентичен с отменените Решение № Ц-018 от 28.06 2012 г. и Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. Според „Вентус България“ ЕООД, КЕВР не е изпълнила задължителните указания на съда по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5209 от 09.08.2018 г. по адм. д. 13565 от 2017 г. по описа на АССг, оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. по адм. д. 13280 от 2018 г. по описа на ВАС.

Комисията приема горното твърдение за необосновано. В тази връзка мотиви са изложени по-горе по т. 2 в настоящото решение във връзка със становището на „Хаос Инвест-1“ ЕАД.

1. По отношение на нетното специфично производство.

Дружеството счита, че установяването на НСП с обратна сила представлява нищожен акт, тъй като е извън предоставената със закона материалната компетентност на КЕВР. В тази връзка дружеството счита, че §17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56/2015 г., касае само и единствено приети към датата на влизане в сила на ЗИД на ЗЕ ценови решения. „Вентус България“ ЕООД посочва още, че връщането на преписката за ново произнасяне не дава възможност за произнасяне по размера на НСП с по-ранна дата от неговото определяне за първи път, а именно - считано от 16.11.2017 г. В тази връзка според дружеството, КЕВР излиза извън предоставената му материална компетентност, което е самостоятелно основание за нищожност на акт с такова съдържание.

На следващо място посочва, че за периода от 31.07.2015 г. до 16.11.2017 г. би могло да продава произведената електрическа енергия по свободно договорени цени, а не по такива на излишък на балансиращия пазар.

В тази връзка, дружеството заявява, че проектът на решение следва да бъде изменен, и НСП да бъде установено, считано от 16.11.2017 г.

Комисията приема горното твърдение за необосновано. В тази връзка мотиви са изложени по-горе по т. 4 в настоящото решение, във връзка със становището на „Хаос

Инвест-1“ ЕАД. Също така следва да се отбележи, че за периода от 2015 г. до 16.11.2017 г., въпреки, въведеното с § 17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ ограничение, дружеството е получавало преференциална цена за цялото количество изкупена електрическа енергия, а не както всички останали производители – само до установения от КЕВР размер на НСП. Така след установяването на приложимия по отношение на неговата група размер на НСП щеше да е налице възможност дружеството да поиска съответните количества електрическа енергия (ако има такива) да му бъдат заплатени по преференциални цени, като същевременно щеше да се е възползвало и от правото си да продава на свободен пазар. Видно е, че „Вентус България“ ЕООД е черпило права от собственото си поведение, поради което и възраженията му в тази връзка се явяват неоснователни.

2. Относно определените преференциални цени.

„Вентус България“ ЕООД, посочва, че не е съгласно с определените в предложения проект преференциални цени, като посочва, че са изложени същите ценови параметри, които не осигуряват предвидената норма на възвръщаемост от инвестицията. Отново се подчертава, че със законодателните промени от 24.07.2015 г., и въведеното НСП, с предложения размер на преференциалната цена е невъзможно да се покрият разходите за работа на електрическите централи. Според „Вентус България“ ЕООД преференциалната цена следва да бъде в размер на 174,37 лв./MWh.

В допълнение, дружеството посочва, че дори да се увеличи изплащането на инвестицията на 15 г., който е приетият в проекта полезен живот на активите, преференциалната цена, която се получава по изчисления на дружеството е 157,36 лв./MWh.

Комисията приема горното твърдение за необосновано. КЕВР е изпълнила задължителните указания на съда по тълкуването и прилагането на закона, като е посочила мотиви и използваните източници на информация по отношение на техническите и икономическите параметри при определянето на преференциалната цена. В тази връзка е извършен подробен анализ на база използваните данни и доказателства и как се е стигнало до конкретните стойности. При съобразяване на дадените указания, също така е извършен и технико-икономически анализ, като е съобразена и действащата нормативна уредба към момента на приемане на преференциалната цена, а именно 01.07.2012 г.

2.1. и 2.2. По отношение на инвестиционните и експлоатационните разходи, дружеството е посочило, че КЕВР се е ограничила да повтори използваният в отмененото решение подход, като липсва каквато и да е обосновка и аргументи за така определения размер, какви са използваните за това източници и дали те имат характер на официални източници, коригирани ли са тези данни в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства, каквото е изискването на чл. 19а от НРЦЕЕ, отм. и указанието на съда.

Посочено е, че ценовите елементи представляват референтни стойности за целия период на изкупуване, но това не означава, че е оправдано приетите към датата 01.07.2012 г. базови стойности да не отговарят на установеното в официалните източници на информация. Последното не съответства на посоченото в закона и НРЦЕЕ, отм. и обосновава неправилност на решението. Според дружеството, Комисията повтаря подхода за определяне на експлоатационните и амортизационни разходи в Решение № Ц-018 от 2012 г. и Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. В допълнение се посочва, че никъде не са отчетени разходите за балансиране (в размер средно между 15-20 лв./MWh произведена електрическа енергия), цена за достъп (в размер средно на 5,28 лв./MWh), както и вноските към ФСЕС в размер на 5% от приходите на централата на месечна база.

Комисията приема за неоснователно горното твърдение. КЕВР в изпълнение на дадените указания на съда е посочила данни и доказателства за конкретните източници, които са използвани и как се е стигнало до конкретните стойности. Отчетен е също опитът

в Р България във връзка с изграждането на нови ВТЕЦ, който следва международния такъв в тенденциите към намаляване на размера на инвестициите в тази област, като подробен анализ и аргументи са изложени в част I, т. 1 от решението. На следващо място е отчетен също и опитът във връзка с изграждането на нови ВТЕЦ в Р България, като отчитайки развитието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници в България и стимулирането на неговото развитие, е прието за обосновано да бъде приета горната стойност на експлоатационните разходи, като аргументи са изложени в част I, т. 2 от настоящото решение. По отношение на възраженията, свързани с разходите за балансиране, цената за достъп и вноските към ФСЕС, мотиви са изложени по-горе по т. 2 в настоящото решение във връзка със становището на „Хаос Инвест-1“ ЕАД.

2.3. По отношение на инфлацията, дружеството заявява, че при образуване на цените е извършена корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от вятърна енергия, чрез приложена прогнозна инфлация от 2 %. Дружеството посочва, че от данните, обосноваващи икономическата обоснованост на размера на инфлацията, е видно, че са взети предвид основно отчетни данни за инфлацията, докато прогнозните данни обхващат единствено периода 2012-2013 година, т.е. проектът за решение не съдържа достоверна прогноза за предвижданата инфлация.

Комисията приема горното твърдение за необосновано. По отношение на инфлацията, КЕВР е взела предвид отчетни и прогнозни данни за инфлацията, като са взети в предвид, както макроикономическите прогнози, така и отчетните данни относими за разглеждания период от време, като аргументи са изложени в част I, т. 4 от решението.

2.4. По отношение на нормата на възвръщаемост на капитала и структура на капитала, дружеството посочва, че КЕВР е изложила че същата е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Според дружеството не става ясно как Комисията е достигнала до този резултат, като при съдебната отмяна на Решение № Ц-018 от 2012 г. и Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. е установено, че нормата на възвръщаемост е недостатъчна за осигуряване възвръщаемост на инвестицията в срока за задължително изкупуване.

Комисията приема горното твърдение за неоснователно. В мотивите на съдебните решения, с които е отменено Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. нито АССг, нито ВАС е посочил, че нормата на възвръщаемост е недостатъчна или пък е посочил нейния размер. Това е така, тъй като този въпрос е свързан с целесъобразността на акта, а не е въпрос, свързан с неговата законосъобразност. Мотиви в тази връзка са изложени по-горе по т. 2 в настоящото решение по отношение на становището на „Хаос Инвест-1“ ЕАД. В допълнение конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно, и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година или отразяващи индивидуалните договорености на даден производител при осъществяването на конкретен инвестиционен проект.

Подходът за изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи електрическа енергия от ВИ, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения. От изложеното е видно, че при осъществяването на даден инвестиционен проект към конкретна дата, всеки инвеститор е запознат със съществуващите регулаторни условия,

които формират рамката по отношение на приложимите преференциални цени и законови задължения.

2.5. По отношение на полезния живот на активите, дружеството посочва, че КЕВР не е дала обосновка за признатия полезен живот на активите за видовете възобновяеми източници и различни технологии.

Комисията приема горното твърдение за неоснователно. По отношение на признатия полезен живот на активите за видовете възобновяеми източници и различните технологии, следва да се има предвид факта, че Комисията е обосновала полезния живот на активите и е посочила източниците на информация при използването на конкретната технология, предвид групата за която се отнасят съоръженията, а именно за ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа, като аргументи са изложени в част I, т. 3 от настоящото решение.

2.6. По отношение на средногодишната продължителност на работа на централите, дружеството заявява, че КЕВР е посочила разделението на територията на страната на две зони според свое Решение № Ц-013 от 28.06.2006 г. и че са използвани данни от Българската академия на науките (БАН), както и такива за средно-ефективните стойности за страната в годишен аспект, но според дружеството не посочва нито какви са тези данни, нито какви са техните стойности.

Според „Вентус България“ ЕООД е несъстоятелно при определянето на цени към дата 01.07.2012 г. да се визират изменение на ЗЕВИ и разпоредбата на чл. 31, ал. 5, т. 1, обн. ДВ, бр. 109 от 2013 г. в сила от 01.01.2014 г., както и становище относно регулаторната практика при определяне на преференциалните цени, прието с решение с Протокол № 82 от 11.05.2015 г., т. 9 - т.е. след началната дата на регулаторния период, за който се определя преференциалната цена.

Комисията приема горното твърдение за неоснователно. Посочените разпоредба и решение може да са след датата на решение № Ц-018 от 28.06.2012 г., но са дадени като пример за съществуването на понятието „средногодишната продължителност на работа“ на централите, като посоченият параметър е бил разглеждан и дискутиран, видно от прието решение с Протокол № 82 от 11.05.2015 г., т. 9. На следващо място КЕВР не е цитирала данни от БАН, като източници, послужили за определяне на средната продължителност на работа на централите и аргументи в тази връзка са изложени в част I, т. 6 от настоящото решение.

3. По отношение на определянето на размера на собствените нужди

Дружеството посочва, че в самия проект е изложено, че липсва методика за определяне на собствените нужди. Дружеството счита, че не е обосновано как КЕВР е достигнала до извод, че ВтЕЦ действително потребяват произведената от тях енергия за собствени нужди, нито как е определен този размер. Не е посочено какви данни КЕВР е събрала служебно относно електрическата енергия за собствените нужди, доколкото е безспорен факт, че всеки производител има сключен договор с търговец за доставка на електрическа енергия и че потребената от ВтЕЦ електрическата енергия се заплаща по тези договори. „Вентус България“ ЕООД, счита че е лишено от основание и обосновка намаляването на средногодишното производство с приетия размер на собствените нужди. Дружеството посочва, че е извършено допълнително изчисление по отношение на определянето на преференциалната цена, при което считат че цената следва да бъде в размер на 183,66 лв./MWh и при НСП в размер на 2 946 часа. На следващо място, счита, че в проекта за решение не са взети предвид и правните изводи в Решение № 9209 от 09.07.2020 г. на ВАС по адм. д. № 4146 от 2019 г.

Комисията приема горното твърдение за неоснователно. В решението в частта за размера собствени нужди недвусмислено е посочено, че „Според § 1, т. 6 от ДР на ЗЕВИ, енергия за собствени нужди е количеството енергия, потребявана при работата на съоръженията и инсталациите, чрез които се осъществява производството на енергия от

ВИ. Следователно всеки обект за производство на електрическа енергия от ВИ има собствени нужди, които са част от производствения процес на електрическа енергия. Енергията за собствени нужди, която се консумира при работата на съоръженията и е необходима за тяхната работа, не следва да се закупува от крайните доставители и обществените доставчици, а да се произвежда при работен режим на тези съоръжения и инсталации, т.е. производителите използват за захранване на съоръженията и инсталациите на централите си произведената от тях електрическа енергия.“. При вариант на сключен договор на даден производител с търговец за доставка на електрическа енергия, следва да се има предвид, че е въпрос за индивидуално управленско решение и анализ на принципа „разходи – ползи“ при прилагането на подобен подход.

С оглед горното се обосновава извод, че предвид действащите пазарни условия и предвид факта, че въпроса е от преценката на Комисията в качеството на регулаторен орган в сектор „Енергетика“ не е необходимо да бъде разработена методика относно определянето на конкретен размер собствени нужди.

В допълнение следва да се има предвид, че Комисията не само е използвала стойности от официални източници на база реални проекти, отразяващи международния опит, но и същите са приложени при изчислението на преференциалната цена. **Неразривно свързано** е, че преференциалните цени се изчисляват въз основа на конкретни ценообразуващи елементи. Тези ценообразуващи елементи са изчислени чрез изчислителен ценови модел - таблица във формат Excel, отразяваща начина на образуване на цената, съгласно нормите на приложимото законодателство, съставена от свързани таблици с посочени изходни данни и конкретните стойности, с формули и връзки между тях, формирали ценообразуващите елементи, въз основа на които е изчислена преференциалната цена, включително заложеното за производство количество електрическа енергия.

Комисията в настоящото решение е изпълнила указанията на съда по тълкуването и прилагането на закона, като е извършила технико-икономически анализ и е съобщила действащата нормативна база към момента на приемане на преференциалната цена: 01.07.2012 г. Мотиви в тази връзка са изложени по-горе по т. 2 в настоящото решение по отношение на становището на „Хаос Инвест-1“ ЕАД.

В КЕВР е постъпило писмо с вх. № Е-11А-00-12 от 15.07.2020 г. от Българска ветроенергийна асоциация (БГВЕА, Асоциацията):

БГВЕА е изложила, че изразява пълна подкрепа към позицията на „Вентус България“ ЕООД. Според Асоциацията, не се зачитат влезли в сила съдебни решения за отмяна на актове, като се игнорират дадените от съда задължителни указания за издаването на нов акт. В тази връзка, БГВЕА настоява КЕВР да действа в съответствие с принципите, регламентирани в Конституцията на Р. България, ЗНА, ЗЕ и АПК, а именно забраната за обратно действие на правните норми, като при разглеждането на проекта да бъдат взети предвид указанията на ВАС и правните изводи в Решение № 5209 от 09.08.2018 г. по адм. д. № 13565 от 2017 г. по описа на АССГ, потвърдено с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. по адм. д. № 13280 от 2018 г. по описа на ВАС, с които е отменено Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, както и в Решение № 9209 от 09.07.2020 г. на ВАС по адм. дело 4146 от 2019.

Комисията приема горните твърдения за неоснователни. В тази връзка мотиви са изложени по-горе по т. 2 и т. 4 в настоящото решение във връзка със становището на „Хаос Инвест-1“ ЕАД.

Предвид горното и след анализ на относимите факти и обстоятелства, както и на постъпилите писмени становища, Комисията приема за установено следното:

Съгласно чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, в редакция обн. ДВ, бр. 29 от 2012 г., ежегодно в срок до 30 юни КЕВР определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ), с изключение на енергията,

произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Според чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ, в редакция обн. ДВ, бр. 29 от 2012 г., преференциалните цени се определят като се отчитат видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвръщаемост; структурата на капитала и на инвестицията; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата; другите експлоатационни разходи. Аналогична е и разпоредбата на чл. 19а, ал. 1 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г., в която са изброени ценообразуващите елементи на преференциалните цени. Стойността на тези елементи се определя от КЕВР на основата на официални източници и на международния опит и при коригиране в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства (чл. 19а, ал. 2 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г.). Според чл. 19а, ал. 3 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г. при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, в размера на експлоатационните разходи се включва прогнозен процент инфлация за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия, определен съгласно официални източници. Предвид чл. 19б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г., определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, се извършва по видове ВИ, като се отчитат характеристиките на съответните технологии - видът на възобновяемия източник; наличният ресурс на първичния енергиен източник; видът на технологията; големината на инсталираната мощност на обекта; мястото и начинът на монтиране на съоръженията.

В горния смисъл определяните преференциални цени по чл. 32 от ЗЕВИ не отразяват индивидуалните разходи на конкретен производител, а следва да бъдат определяни като цени, приложими за група производители на електрическа енергия от съответния вид възобновяем източник чрез съответната технология. Така по своята същност, определяните преференциални цени, съответно техните ценообразуващи елементи, са част от предварително известните регулаторни условия, въз основа на които инвеститорите преценяват своите бъдещи инвестиционни решения, като поемат както негативите на инвестиционния риск, така и позитивите на инвестиционната среда - задължителното изкупуване на електрическата енергия за дълъг период от време. В тази връзка, тъй като преференциалните цени имат постоянна стойност за целия законовоопределен срок на задължително изкупуване на електрическата енергия, то те се явяват средна цена за този период. Следователно и съответстващите на преференциалната цена ценови елементи - инвестиционни разходи, експлоатационни разходи, финансови разходи, представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията. В този смисъл е възможно в конкретен момент, произволно избран ценови елемент да не съвпада с актуалната стойност на същия, съгласно публикуваните стойности от официалните източници на информация към съответния момент, което не обосновава неправилност и/или неточност на този ценови елемент, тъй като за неговото изчисляване са използвани осреднени стойности за целия нормативно определен срок за изкупуване на енергията.

Предвид горното, преференциалните цени за производство на електрическа енергия от вятърна енергия не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и международния опит, и коригирани в съответствие със специфичните за Р България обстоятелства. В тази връзка цените следва да се изчисляват въз основа на стойността на финансовите потоци, получени чрез осреднени необходими приходи при съответните ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия. В тази връзка, за целите на определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи (ВТЕЦ) – за централи, работещи до 2 250

часа, е извършен анализ на данните, съдържащи се в официални източници, отразяващи международния опит в тази област, а именно: Financing Renewable Energy in the European Energy Market³, Renewable energy technologies: cost analysis series, Wind Power⁴; Meridian-Analyst and investors Presentation⁵, Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview⁶), като са отчетени и специфичните за Р България обстоятелства, а именно: наличието на две обособени ветрови зони: зона с пълни ефективни годишни часове на работа на ветровите генератори до 2 250 часа и зона с пълни ефективни годишни часове на работа на ветровите генератори над 2 250 часа⁷.

I. Ценообразуващи елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа:

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи отразява всички инвестиционни разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи за технологията, включващи електрическите инсталации и турбини, стоманени конструкции, разходи за развитие на проекта, включително идейни и технически проекти, административни разходи и такси, разходи за присъединяване на енергийния обект, както и други непланирани инвестиционни разходи.

С оглед спецификата на изграждане и експлоатация на централи, произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми източници, в т.ч. ВтЕЦ, при формирането на преференциалните цени за произвежданата от тях енергия, основен дял заемат инвестиционните разходи.

Според данните от доклада „Overview Renewable Power Generation: Costs in 2012: An Overview“ (стр. 31), най-голям дял от инвестиционните разходи е този на вятърните турбини и варира от 64% до 84% (стр. 30, таблица 4.2), като за реализиране на проект за изграждане на ВтЕЦ към 2012 г. е отчетена цена на турбините в Съединените американски щати в диапазон от 900 \$/kW до 1 270 \$/kW за 1 kW инсталирана мощност. На следващо място, по данни от доклад „Renewable energy technologies: cost analysis series, Wind Power“ (стр. 20), е видно, че цената на вятърните турбини в Европа по договори за доставка през втората половина на 2009 г. и първата половина на 2010 г. спада с 18%, а в световен мащаб - за втората половина на 2010 г. и първата половина на 2011 г. намалението е в размер на 15%. Предвид това, за нуждите на определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия произведена от ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа, е взет предвид общият инвестиционен разход от 1 300 евро/kW (2 543 лв./kW) за изграждане на подобен вид ВтЕЦ за 2011 г., определен в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕБР, като същият е коригиран с около 18% за 2012 г., с оглед отчитане на намалената стойност на турбините. В тази връзка е обосновано да се приеме среден размер на инвестиционните разходи от 1060 €/kW за изграждане на ВтЕЦ през 2012 г., като при изчисляването им е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2012 г.⁸ В допълнение следва да се има предвид, че при цена за турбините в диапазон от 900 \$/kW до 1 270 \$/kW, размерът на инвестиционния разход за турбини се равнява на 700 евро/kW, или 1 369 лв./kW, като при горната граница е в размер на 988 евро/kW, или 1 932 лв./kW.

Отчетен е също опитът в Р България във връзка с изграждането на нови ВтЕЦ, който следва международния такъв в тенденциите към намаляване на размера на

³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_financing_renewable.pdf

⁴ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

⁵ [www.meridianenergy.co.nz > reports-and-presentations](http://www.meridianenergy.co.nz/reports-and-presentations)

⁶ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf

⁷ Решение № Ц-013 от 28.06.2006 г. на КЕБР - http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c013_06.pdf

⁸ <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2012.html>

инвестициите в тази област.

Предвид горното, инвестиционните разходи за изграждането на нови ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа, за kW инсталирана мощност е обосновано да бъдат в размер на 2 073 лв.

2. Експлоатационни разходи

Допустимите експлоатационни разходи, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, административни разходи и др., които са осреднени за периода на изчислените анюитетни цени.

В доклада „Renewable energy technologies: cost analysis series“ (стр. 44) е посочено, че към 2011 г. експлоатационните разходи за ВтЕЦ в Съединените американски щати възлизат от 0,013 до 0,015 USD/kWh (от 0,01 €/kWh до 0,012 €/kWh), а за Европа средната стойност е 0,02 USD/kWh или 0,0155 €/kWh.

Предвид горното, отчитайки развитието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници в България и с оглед стимулиране на неговото развитие е обосновано да бъде приета горната стойност на експлоатационните разходи в размер на 0,012 €/kWh - за централи, работещи до 2 250 часа.

3. Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Според данните, съдържащи се в Meridian-Analyst and investors Presentation (стр. 19), към 2012 г. експлоатационният срок на ВтЕЦ е около 25 г., а в доклада Financing Renewable Energy in the European Energy Market (стр. 254, таблица 49) е посочено, че техническият живот на съоръженията на ВтЕЦ е 15-20 г., докато икономическият им живот е 15 г., следователно съоръженията, машините и оборудването имат различен техникo – икономически живот. В тази връзка, с оглед по-дългия технически живот на съоръженията и при съобразяване на чл. 31, ал. 2, т. 2 от ЗЕВИ, при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа, е приет 15-годишен амортизационен срок на активите.

Предвид горното, разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и икономически живот от 15 г., независимо, че техническият живот на съоръженията е по-дълъг.

Общият размер на разходите за амортизации за периода на изкупуване на електрическата енергия, заложен в цената е 54 732 хил. лв. (4 561 хил. лв. годишна амортизация) при общ размер на инвестиционните разходи 68 415 хил. лв., или до цялостното изкупуване на инвестицията остават 13 683 хил. лв., което при 20 годишен технически живот на съоръженията дава възможност на мениджмънта да изкупи направената инвестиция за по-дълъг период, като разработи амортизационен план, съобразно счетоводната си политика, което ще даде възможност на дружеството да бъде конкурентноспособно при продажба на електрическата енергия на свободен пазар след изтичане на преференциалния период.

4. Инфлация

При образуване на цените на електрическата енергия за ВтЕЦ за целия период на задължително изкупуване е извършена корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от вятърна енергия, чрез приложена прогнозна инфлация от 2%. Приетата прогнозна инфлация е след анализ и оценка на отчетни и прогнозни данни, както следва: отчетена инфлация май 2012 г. спрямо декември 2011 г. 1,6% (източник НСИ), прогнозна средна хармонизирана инфлация за 2012-2013 г. между 2,1 и 2,4%, съгласно актуализираната за периода 2012-2020 г. Национална програма за реформи на Република България (2011-2015 г.) на Министерство на финансите – МФ (източник МФ - <http://www.minfin.bg/bg/page/573>); В допълнение, в съответствие с одобрената от Народното събрание Конвергентна програма на Република България, средногодишната инфлация се очаква да се понижи до 2,1% през 2012 г., поради

значителното забавяне в темповете на инфлация, отчетени в края на 2011 г. и първите месеци на 2012 г..

Предвид горното и с оглед постигане на оперативна ефективност при работата на ВтЕЦ, прогнозната инфлация в размер от 2% е обоснована, както от макроикономическите прогнози, така и от отчетните данни.

5. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

Нормата на възвръщаемост в размер на 7% е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата. Конкретната стойност, действаща за нормативно определен период от време, която е и постоянна, се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към 2012 г. Освен това, среднопретеглената норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, и произтичащи от закона задължения.

На следващо място, същите параметри на нормата на възвръщаемост се прилагат като ценообразуващ елемент при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от всички останали видове ВИ и технологии, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия.

6. Средногодишна продължителност на работа на централите

По отношение на определянето на средногодишната продължителност на работа на ВтЕЦ се установи следното:

При прегледа на съществуващите и цитирани по-горе международни източници, се установи, че според доклада Financing Renewable Energy in the European Energy Market (стр. 255) е прието за ВтЕЦ пълните работни часове да са в размер на 2000 часа (пълните работни часове, които съответстват на средногодишната продължителност на работа на централата, като мотиви в тази връзка са изложени в част II от това решение).

На следващо място, в Решение № Ц-013 от 28.06.2006 г. на КЕВР (достъпно на интернет страницата на КЕВР на адрес: http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c013_06.pdf) е посочено, че в България ефективните часове на работа на ветровите генератори са съобразени с условното разделяне на Р България на две ветрови зони:

- зона с пълни ефективни годишни часове на работа на ветровите генератори до 2 250 часа включително;
- зона с пълни ефективни годишни часове на работа на ветровите генератори над 2 250 часа.

Предвид гореизложеното и допълнителна оценка на климатичните особености в годишен аспект за страната е обосновано да се приемат 2 000 часа или годишна ангажираност – 22,83%.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, размерът на преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа възлиза на:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
За вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа		
Цена, в т.ч.	148,71	100,00%
за експлоатационните разходи	25,81	17,36%

за разходи за амортизации	74,31	49,97%
за възвръщаемост	48,59	32,67%

II. По отношение на установения размер на НСП за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, следва да се има предвид следното:

Изменението на разпоредбата на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г., в сила от 24.07.2015 г.) създава задължение за обществения доставчик, съответно за крайните снабдители, да изкупуват произведената електрическа енергия от ВИ по преференциална цена, за количествата електрическа енергия до размера на НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР.

С § 16, т. 4 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е регламентирана легална дефиниция на понятието „нето специфично производство на електрическа енергия“ в §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ - средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност съгласно решението на КЕВР за определяне на преференциални цени след приспадане на собствените нужди. В тази връзка с Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 1, е установено НСП на електрическа енергия за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, в размер на 1 860 kWh/kW, въз основа на което е определена преференциалната цена за тази група производители в размер на 148,71 лв./MWh, без ДДС. След отмяната на т. 1 от Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. за КЕВР отново възниква задължение за установяване на стойностите на НСП за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа.

Преференциалната цена за ВтеЦ, работещи до 2 250 часа е формирана въз основа на конкретните ценообразуващи елементи, посочени по-горе в част I от това решение. Тези ценообразуващи елементи са изчислени чрез изчислителен ценови модел - таблица във формат Excel, отразяваща начина на образуване на цената съгласно нормите на приложимото законодателство, съставена от свързани таблици с посочени изходни данни и конкретните стойности, с формули и връзки между тях, формирали ценообразуващите елементи, въз основа на които е изчислена преференциалната цена, включително заложеното за производство количество електрическа енергия.

Съгласно разпоредбата на § 17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, КЕВР следва да установи НСП съгласно начина, дефиниран в § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, а именно: при отчитане на средногодишното производство на електрическа енергия от 1kW инсталирана мощност съгласно решението на КЕВР за определяне на преференциални цени след приспадане на собствените нужди.

Към момента на приемане на отмененото Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., а и към настоящия момент, в ЗЕВИ липсва законова дефиниция на понятието „средногодишно производство на електрическа енергия“. В тази връзка следва да се има предвид, че по отношение на понятията средногодишна производителност и средногодишна продължителност на работа е от значение изменението на разпоредбата на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 109 от 2013 г., в сила от 01.01.2014 г.), с което е създадено задължение за обществения доставчик, съответно за крайните снабдители, да изкупуват произведената електрическа енергия от ВИ по преференциална цена, за количествата електрическа енергия до размера на определената средногодишна продължителност на работа, съгласно решението на КЕВР за определяне на цена на конкретната група производители, като законодателят не е въвел легална дефиниция на понятието „средногодишна продължителност на работа“. До влизането в сила на посочените изменения на ЗЕВИ, в диспозитива на решенията на Комисията за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от ВИ, не е посочвана средногодишната продължителност на работа на инсталацията, за която се отнася съответната преференциална цена, като тя фигурира единствено като елемент при изчисляването на цената. Един от критериите, които се отчитат при определянето на преференциалните цени и ценообразуващите елементи, е производителността на

инсталацията според вида на технологията и използваните ресурси, съответно наличния ресурс на първичния енергиен източник. С оглед изложеното, при определянето на преференциалните цени, в своите решения КЕВР е отчитала като елемент средногодишната продължителност на работа на съответните групи производители във връзка с останалите нормативно установени елементи на ценообразуването. Определянето на елемента средногодишна производителност на работа е във връзка с техническите и икономическите параметри, които оказват влияние при формирането на преференциалните цени на електрическата енергия. В тази връзка, при изчисляването на всички преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, регулаторната практика на Комисията през годините е била да отчита наличния ресурс на първичния енергиен източник и съответно специфичното производство на електрическа енергия от 1 kW мощност на обекта, което обуславя определянето на средногодишната продължителност на работа в решенията за преференциални цени на електрическата енергия от ВИ въз основа на данни за пълните ефективни часове на работа на инсталацията, т.е. часовете на работа при съответната гарантирана мощност на инсталацията за отделните години на експлоатация. Количествата нетна енергия представляват произведение на средногодишната продължителност на работа и мощността на отделната централа, след приспадане на собствените нужди. Изложените по-горе аргументи се съдържат в становище относно регулаторната практика при определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, прието от КЕВР с решение по Протокол № 82 от 11.05.2015 г., т. 9, видно от което в решенията на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, размерът на средногодишната продължителност на работа е определен като пълни ефективни часове (часове на работа при близка до номиналната мощност).

В част I от това решение са посочени основните фактори, определящи нивото на цените на електрическата енергия, произведена от ветрови генератори, а именно: размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи; средната годишна производителност на ветровите генератори, като за повишаване на производителността е необходимо осигуряване на оптимални параметри на вятъра, зависещи от мястото за изграждане на ветровия парк; нивото на експлоатационните разходи; полезният живот на активите, необходими за производство на електрическа енергия (средно 20 години, оптимален срок на експлоатация – 15 години) и нормата на възвръщаемост на капитала. При анализа на влиянието на отделните фактори, с най-голяма тежест за равнището на цената са средната годишна производителност на ветровите генератори, зависеща от прогнозните пълни ефективни часове на работа на ветровите генератори и размерът на инвестиционните разходи.

В тази връзка по отношение на елемента средногодишна продължителност на работа на ВтЕЦ са изложени аргументи в част I, т. 6 от това решение.

При определяне на цената на електрическата енергия произведена от ВтЕЦ работещи до 2 250 часа в част I от това решение подробно са посочени ценообразуващите елементи, формиращи преференциалната цена на тези централи, групирани съобразно предвидените законови критерии. Полезният технико-икономически живот на активите е определен на 15 години. В част I, т. 6 от това решение е посочено, че средно годишната продължителност на работа на централата е 2000 часа или годишна ангажираност - 22,83%, т.е. 2000 часа/8760 часа годишно. Поради това, средногодишното брутно производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност е 2000 kWh.

Този начин и подход на формиране на преференциалните цени може ясно да бъде проследен от ценовите решения на Комисията, чрез което се потвърждава фактът, че средногодишната производителност/средногодишната продължителност на работа на централите и собствените нужди са съществували в нормативната база и съответно са били отчетени при определянето на преференциални цени през годините до и от влизане в

сила на ЗЕВИ.

По отношение на размера собствените нужди следва да се има предвид, че в действащото законодателство, приложимо по отношение на определянето на преференциалните цени във връзка с отмененото Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, както и към момента липсва изискване, определена методика или начин за определяне на стойността на собствените нужди, залегнали в решения на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическата енергия от ВИ. В този смисъл въпросът е от преценката и в рамките на оперативната самостоятелност на Комисията при отчитане вида на възобновяемия източник, вида технология, производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси и други според чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ.

Според § 1, т. 6 от ДР на ЗЕВИ, енергия за собствени нужди е количеството енергия, консумирана при работата на съоръженията и инсталациите, чрез които се осъществява производството на енергия от ВИ. Следователно всеки обект за производство на електрическа енергия от ВИ има собствени нужди, които са част от производствения процес на електрическа енергия. Енергията за собствени нужди, която се консумира при работата на съоръженията и е необходима за тяхната работа, не следва да се закупува от крайните снабдителите и обществените доставчици, а да се произвежда при работен режим на тези съоръжения и инсталации, т.е. производителите използват за захранване на съоръженията и инсталациите на централите си произведената от тях електрическа енергия.

Енергията за собствени нужди за съответната група централи представлява количествата енергия за покриване на технологичните нужди на централите и е заложена като % (процент) от брутното производство на електрическа енергия от различните видове централи - фотоволтаични, вятърни, водноелектрически и от биомаса. Процентът собствени нужди е приложим спрямо съответната група производители и се определя въз основа на данните, които КЕВР събира служебно във връзка с изчисляване на инвестиционните и експлоатационни разходи на централите съобразно вида на технологията и нейните специфични технически показатели, при определяне на преференциалните цени през годините. Енергията за собствени нужди представлява част от средногодишното производство на електрическа енергия, т.е. по същността си се съдържа в него. В този смисъл данни за този компонент също се извличат от ценовите решения и съответните ценообразуващи елементи на определената преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия от ВИ, по групи производители.

Собствените нужди на групата производители на електрическа енергия от ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа са заложили при определяне на преференциалната цена в част I от това решение и са в размер на 7% от средногодишното количество произвеждана електрическа енергия от тези централи, която КЕВР е преценила, че е необходима при работата на този вид централи за захранване на съоръженията и инсталациите им. Следователно, собствените нужди са част от количествата електрическа енергия, произведена при посочената в част I, т. 6 от това решение средногодишна продължителност на работа, съответно производителност на този вид централи. Този размер на собствените нужди е в съответствие с предвидената 22,83% годишна ангажираност на работа и специфичните особености по отношение на режима на работа и часовата натовареност през годината за такъв тип централи, предвид основния фактор в сектора – характер на природния ресурс. Специфичният климат и климатични особености в България през годината формират рамката по отношение на работата на ВтЕЦ в България, с която всеки инвеститор е запознат при инвестиране и изграждане на съоръжения от такъв тип. В същото време, нивото на собствените нужди на групата централи в конкретния случай се определя за определената мощност от 33 MW в рамките на групата вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа. В този смисъл определените 7 % собствени нужди от годишното производство 66 000 MWh, или 4 620

MWh е технически параметър, пряко свързан с определената цена и представлява референтна стойност за конкретните инсталации.

Прегледът на техническите и икономическите параметри при определянето на цената на електрическата енергия за горепосочената група централи е представен в следната таблица:

№	Показатели	Мярка	През първата година-2012	общо за периода на изкупуване
1	НЕТНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	MWh	61 380,00	736 560,00
2	ОБЩО РАЗХОДИ	хил.лв.	6 001,58	74 053,22
	за експлоатационни	хил.лв.	1 440,59	19 321,27
	за амортизации	хил.лв.	4 561,00	54 731,95
3	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	хил.лв.	4 482,38	32 734,57
4	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил.лв.	10 483,96	106 787,79
5	NPV НА КОЛИЧЕСТВАТА	7,00%	61 380,00	521 648,63
6	NPV НА ПРИХОДИТЕ		10 483,96	77 576,31
	NPV НА експлоатационните		1 440,59	13 468,54
	NPV НА амортизацияите		4 561,00	38 762,42
	NPV НА възвръщаемостта		4 482,38	25 345,36
7	ЦЕНА	лв./MWh	148,71	148,71

Видно от горното, преференциалната цена за вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа, е формирана при размер на необходимите годишни приходи, който покрива всички разходи, необходими за производството на заложените количества нетна електрическа енергия, които от своя страна представляват произведение на пълните ефективни часове на работа и мощността на съответната централа, с приспаднати собствените нужди.

Заложените стойности в ценовия модел през първата година отразяват нетна електрическа енергия в размер на 61 380 MWh след приспаднати собствени нужди в размер на 7% или 4 620 MWh. Общо за периода на изкупуване на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа, количествата електрическа енергия са в общ размер на 736 560 MWh и отразяват осреднен режим на работа на централата. Поради това, преференциалната цена от 148,71 лв./MWh е формирана като резултат от дисконтирани необходими годишни приходи в размер на 77 576,31 хил. лв., разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 521 648,63 MWh, изчислени при дисконтов фактор, равен на нормата на възвръщаемост (НВ) в размер на 7,00%.

Въз основа на горното и при прилагане на начина за установяване на НСП по § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, НСП на вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа, се изчислява, както следва:

- **33 MW** - номинална мощност на вятърна електрическа централа, намираща се в групата на вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа;
- **2000 часа** - продължителност от време на номинална работа на инсталацията;
- **22,83% = 2 000 часа/8 760 часа** - коефициент на ангажираност;
- **66 000 MWh = 33 MW*2 000** – брутно произведена електрическа енергия за година - Ебр;
- **7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **4 620 MWh = 66 000 MWh*7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;

- $61\,380\text{ MWh} = 66\,000\text{ MWh} - 4\,620\text{ MWh}$ - нетна електрическа енергия за година;
- $1\,860\text{ kWh} = 61\,380\text{ MWh}/33\text{ MW}$ - нетно специфично производство.

В тази връзка и след преглед на ценообразуващите елементи, въз основа на които е определена преференциалната цена за вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа, се установи нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 860 kWh, при средногодишна производителност на работа 2 000 kWh/kW и след приспаднати собствени нужди в размер на 7,00% или 4 620 MWh.

Горното се потвърждава от ценообразуващите елементи и съответните им изходни данни, които по аргументите, изложени по-горе, са с единствени конкретни стойности, които се онагледяват от изчислителния ценови модел към групата вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа. Преференциалната цена от 148,71 лв./MWh, без ДДС е определена при инсталирана мощност 33 MW, средногодишна продължителност на работа в размер 2 000 часа, годишна ангажираност 22,83%, при размер собствени нужди – 7% или 4 620 MWh от брутното годишно производство 66 000 MWh.

Установеното нетно специфично количество електрическа енергия, т.е нетното производство от 1 kW инсталирана мощност в размер на 1 860 kWh е взето предвид при определяне на преференциалната цена в част I от това решение, която покрива разходите за изграждането и оперирането на централите с тази технология и осигурява заложената в решението възвръщаемост. Стойността на НСП позволява на съответния производител от тази група производители на електрическа енергия от ВИ да формира такъв размер необходими годишни приходи, при който да се обезпечат всички разходи, нужни за покриване на произведените количества нетна електрическа енергия, които от своя страна представляват произведение на пълните ефективни часове на работа и мощността на съответната централа, с приспаднати собствените нужди.

Установеният размер на НСП на база на определената преференциална цена за групата вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа не променя, нито намалява утвърдените с ценовото решение приходи, необходими на съответното енергийно дружество, попадащо в тази група производители, за покриване на разходите му, включително инвестиционните, както и за осигуряване на нормата на възвръщаемост, определена в ценовото решение на Комисията. При реалното прилагане на определените от Комисията преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Въз основа на гореизложеното, КЕВР приема, че считано от 01.07.2012 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа, следва да бъде определена в размер на 148,71 лв./MWh, без ДДС, при нетно специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа в размер на 1 860 kWh/kW. Размерът на премията следва да бъде 65,26 лв./MWh, без ДДС, с оглед изчислената в мотивите на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия от вятърна енергия в размер 83,45 лв./MWh, без ДДС.

Изказвания по т.3.:

Докладва И. Александров. С Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. Комисията за енергийно и водно регулиране, считано от 01.07.2012 г., е определила преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, в частта по т. 1 - за ВтЕЦ, работещи до 2 250 часа, в размер на 148,71 лв./MWh, при нетно специфично производство в размер на 1 860 kWh/kW и в частта по т. 2 - за ВтЕЦ, работещи над 2 250 часа, в размер на 132,71 лв./MWh, при НСП в размер на 2 139

kWh/kW. Посоченото решение е постановено след съдебна отмяна на Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, в частта му по раздел I, т.7 и т.8 за същите централи.

„Хаос Инвест-1“ ЕАД е обжалвало Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., в частта му по т. 1 и по т. 2. С Решение № 5209 от 09.08.2018 г. съдът е отменил Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., в частта му по т. 1, а в частта му по т. 2 (за ВТЕЦ, работещи над 2 250 часа) е прекратил съдебното производство.

С Решение № 5503 от 27.09.2018 г. АССГ е допълнил Решение № 5209 от 09.08.2018 г. по адм. дело, като е постановил, че връща административната преписка на КЕВР за ново разглеждане с указание за определяне на преференциални цени за електрическата енергия, произведена от ВТЕЦ, работещи до 2 250 часа. С Решение № 5209 от 2018 г. на АССГ по адм. дело от 2017 г., за отмяна на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1, е обжалвано с касационна жалба пред ВАС, въз основа на което е образувано адм. производство.

Според АССГ, при новото произнасяне КЕВР следва да се произнесе във връзка с това да има проведено обществено обсъждане на проекта на решение, въпреки че при първото решение на КЕВР е имало обществено обсъждане. Съдът приема за немотивирани параметрите на цените (като инвестиционните разходи, НСП и т.н.). В същото време според заключението на вещото лице параметрите, които са част от финансов модел, не са приети като годно доказателство по делото. Вследствие на това цените се приемат като немотивирани.

Със Заповед на председателя на КЕВР е създадена работна група. Изготвен доклад от 08.07.2020 г., с който Комисията е обосновавала върнатите от съда позиции. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ е проведено обществено обсъждане (както е изричното изискване на решението на съда) на 16.07.2020 г. След проведеното дистанционно обсъждане са постъпили три становища в Комисията със съответните аргументи и позиции на дружествата. Първото становище е от „Хаос Инвест - 1“ ЕАД. Конкретните възражения на дружеството, което е завело делото, са свързани с това, че липсва доклад, въз основа на който е взето решението. И. Александров припомни, че е цитирал доклада, който е входиран в Комисията на съответната дата. Работната група е отговорила мотивирано на това твърдение на дружеството. Другите аргументи са свързани с ...

И. Иванов отбеляза, че те са четири на брой и работната група ги е счела за неоснователни.

И. Александров потвърди това и продължи, че по отношение на НСП на стр. 14 много аргументирано и с числа е показано как се получава съответната стойност 1 860 kWh/kW. Четвъртото възражение е свързано с това, че дружеството счита, че с установяването на НСП, Комисията придава обратна сила на административен акт. Отговорено е мотивирано.

На 14.07.2020 г. е постъпило становище от „Вентус България“ ЕООД. Аргументите на дружеството са аналогични на тези на „Хаос Инвест - 1“ ЕАД, свързани с НСП, с начина, по който са определени преференциалните цени, и нивото на инвестиционни и експлоатационни разходи. Оспорва се тяхната стойност. Работната група е приела твърденията за неоснователни със съответните мотивирани обяснения.

Третото възражение постъпва на 15.07.2020 г. от Българска ветроенергийна асоциация. Асоциацията подкрепя позицията на „Вентус България“ ЕООД. Становището на Асоциацията е аналогично на становищата на предходните дружества. В своите аргументи и мотиви работната група е мотивирала подробно на стр. 14 нивото на инвестиционните разходи и източниците, които са ползвани за тях. Третата позиция – полезният живот на активите, т.е. разходите за амортизации, също са аргументирани като 20-годишен технически живот на съоръженията. По инфлацията работната група също се е аргументирала, както и по норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала. В шеста позиция относно средногодишна продължителност на работа на централите са

посочени източниците, от които Комисията е ползвала данни.

На стр. 20 (долу, ниско) абсолютно аргументирано е представен начинът на изчисление на НСП (конкретно за дружеството „Хаос Инвест - 1“ ЕАД, като пример за изчисление).

Въз основа на всичко гореизложеното, КЕВР приема, че считано от 01.07.2012 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, следва да бъде определена в размер на старата цена - 148,71 лв./MWh, без ДДС, при нетно специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, в размер на 1 860 kWh/kW. Размерът на премията следва да бъде 65,26 лв./MWh, без ДДС, с оглед изчислената в мотивите на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия от вятърна енергия в размер 83,45 лв./MWh, без ДДС.

И. Александров прочете проекта на решение, изготвен от работната група:

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 86 от Закона за енергетиката, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници, § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката във връзка с чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на Закона за енергията от възобновяеми източници, както и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с изпълнение на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 13280 от 2018 г.,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Определя, считано от 01.07.2012 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, в размер на 148,71 лв./MWh, без ДДС при нетно специфично производство на електрическа енергия, в размер на 1 860 kWh/kW.

2. Определя, считано от 01.07.2020 г., премия в размер на 65,26 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС.

И. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение, прочетен от И. Александров.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 86 от Закона за енергетиката, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници, § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.), във връзка с чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на Закона за енергията от възобновяеми източници, както и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с изпълнение на

задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 13280 от 2018 г.,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Определя, считано от 01.07.2012 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, в размер на 148,71 лв./MWh, без ДДС при нетно специфично производство на електрическа енергия, в размер на 1 860 kWh/kW.

2. Определя, считано от 01.07.2020 г., премия в размер на 65,26 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

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

По т.2. както следва:

Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД, считано от 15.04.2021 г.:

I. Цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

II. Ценообразуващи елементи на цените по т. I.

III. Единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт.

По т.3. както следва:

1. Определя, считано от 01.07.2012 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, в размер на 148,71 лв./MWh, без ДДС при нетно специфично производство на електрическа енергия, в размер на 1 860 kWh/kW.

2. Определя, считано от 01.07.2020 г., премия в размер на 65,26 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № БП-14 от 13.05.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-35 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“ за периода 2020 – 2024 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-34 от 13.05.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-36

от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

3. Решение на КЕВР № Ц-35 от 13.05.2020 г. относно определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа, считано от 01.07.2012 г. след отмяната на Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта по т. 1 с Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 13280 от 2018 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(Г. Добрев)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимирев)

.....
(Г. Златев)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

.....
(Е. Харитонова)

Протоколирали:

(А. Фикова - главен експерт)

(Н. Косев - главен експерт)