



ПРОТОКОЛ

№ 122

София, 18.06.2021 година

Днес, 18.06.2021 г. от 10:35 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, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-585 от 14.06.2021 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-19 от 19.05.2021 г., подадено от „Електрични финансови тим“ д.о.о. за одобряване на бизнес план за дейността „търговия с електрическа енергия“.

Работна група: Пламен Младеновски, Милен Трифонов,
Юлиян Стоянов, Петя Андонова

2. Доклад с вх. № Е-ДК-586 от 15.06.2021 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Александра Димитрова,
Деница Лефтерова, Рада Башлиева

3. Доклад с вх. № Е-Дк-589 от 16.06.2021 г. и проект на решение относно определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, считано от 01.07.2013 г. и установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на

което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

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

По т.1. Комисията, като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-585 от 14.06.2021 г. относно одобряване на бизнес план на „Електрични финансови тим“ д.о.о. за периода 2021 – 2025 г., установи следното:

Административното производство е образувано по постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-19 от 19.05.2021 г. от „Електрични финансови тим“ д.о.о., с искане за одобряване на бизнес план за извършване на дейността „търговия с електрическа енергия“, за периода 2021 г. – 2025 г., на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 13, ал. 4, ал. 5 и ал. 6 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

Съгласно чл. 13, ал. 6 от НЛДЕ, първият бизнес план се одобрява от комисията с издаването на лицензията.

Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е приложение, неразделна част от лицензията.

Въз основа на представените документи и информация от заявителя и извършеното проучване по преписката, се установи следното:

„Електрични финансови тим“ д.о.о. е дружество с ограничена отговорност, учредено и съществуващо съгласно законите на Република Словения, с регистрационен № 1837419000, със седалище и адрес на управление: 1000 Любляна, Честа в Местни лог 88А.

„Електрични финансови тим“ д.о.о. се управлява и представлява от директора Йован Кръстич.

Размерът на капитала на дружеството е 60 000 евро. Единоличен собственик на капитала е ЕФТ Интернешънъл Инвестмънтс Холдингс Лимитид, идентификация 845751, чуждестранно юридическо лице, държава: Обединено Кралство.

Относно наличието на финансови възможности на заявителя за осъществяване на дейността „търговия с електрическа енергия“:

„Електрични финансови тим“ д.о.о. е представило бизнес план за периода 2021 г. – 2025 г. за управление и развитие на дейността „търговия с електрическа енергия“, с прогнозни годишни финансови отчети съгласно изискванията на чл. 13 от НЛДЕ.

В бизнес плана е заложено търгуваните количества електрическа енергия да са по 34 000 MWh за всяка прогнозна година от 2021 г. до 2025 г.

Прогнозните цени, по които дружеството ще купува и продава електрическа енергия на вътрешния пазар през периода на бизнес плана, са:

Показател	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Средна покупна цена	лева/MWh	98	103	108	112	116
Средна продажна цена	лева/MWh	104	108	114	118	122
Количество търгувана ел. енергия общо	MWh	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000

За разглеждания период, дружеството очаква печалба в размер на 166 хил. лева за 2021 г., която да достигне до 195 хил. лева през 2025 г.

Сравнителна таблица на прогнозните приходи и разходи за периода 2021 г. – 2025 г. е представена по-долу:

Показатели в хил. лева	Прогноза				
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Приходи	3 536	3 672	3 876	4 012	4 148
Разходи	3 332	3 460	3 652	3 780	3 908
Счетоводна печалба	204	212	224	232	240
Финансов резултат	166	173	182	189	195

Към бизнес плана „Електрични финансови тим“ д.о.о. е представило SWOT анализ, в който дружеството е посочило своите силни и слаби страни, възможностите за развитие и вероятните заплахи за дейността си.

Въз основа на всичко гореизложено може да се направи извод, че ако спазва заложените в бизнес плана параметри и представените в пазарния анализ данни, „Електрични финансови тим“ д.о.о. ще притежава финансови възможности за извършване на дейността „търговия с електрическа енергия“.

Изказвания по т.1.:

Докладва М. Трифонов. Административното производство е образувано по заявление от „Електрични финансови тим“ д.о.о.. Съгласно чл. 13, ал. 6 от Наредбата за лицензиране, първият бизнес план се одобрява от Комисията с издаването на лицензията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредбата за лицензиране, бизнес планът е приложение неразделна част от лицензията. Бизнес планът е анализиран и разгледан в първоначалния доклад от 01.06.2021 г. от Комисията. М. Трифонов поясни, че ще повтори основния извод, че ако се спазват заложените параметри в бизнес плана и представените в пазарен анализ данни, „Електрични финансови тим“ д.о.о. ще притежава финансови възможности за дейността „търговия с електрическа енергия“. Предвид това и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 4 и ал. 6 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Електрични финансови тим“ д.о.о.

М. Трифонов прочете диспозитива на решението:

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 4 и ал. 6 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 „Електрични финансови тим“ д.о.о. за осъществяване на дейността „търговия с електрическа енергия“ за периода 2021 – 2025 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. 4 и ал. 6 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-585 от 14.06.2021 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-19 от 19.05.2021 г., подадено от „Електрични финанчни тим“ д.о.о. за одобряване на бизнес план за дейността „търговия с електрическа енергия“.

2. Одобрява бизнес план на „Електрични финанчни тим“ д.о.о. за осъществяване на дейността „търговия с електрическа енергия“ за периода 2021 – 2025 г.

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

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, 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.

По т.2. Комисията доклад с вх. № Е-ДК-586 от 15.06.2021 г. относно **заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г. от „Булгаргаз“ ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включително компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото по чл. 11а, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и компонента за дейността „обществена доставка“ по чл. 17, ал. 7 от същата наредба.

Посоченото по-горе заявление и неговите приложения са обозначени с гриф „търговска тайна“. В тази връзка, заявителят е предоставил и неупореден вариант на същите, заведен в деловодната система на КЕВР с вх. № Е-15-20-21 от 10.06.2021 г.

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № З-Е-141 от 11.06.2021 г. на председателя на КЕВР.

След разглеждане на данните и документите по заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г. се установи следното:

Съгласно чл. 30, ал. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ не са налице фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

С Решение № Ц - 17 от 01.06.2021 г. КЕВР е утвърдила за месец юни 2021 г. цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 45,27 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

„Булгаргаз“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., с което в качеството си на обществен доставчик на природен газ е поискало да му бъде утвърдена за месец юли 2021 г. цена, по която да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Предложената от заявителя цена е в размер на 46,88 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС) и включва компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на (...) лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на (...) лв./MWh.

Горната цена, по силата на чл. 30, ал. 1, т. 7 от ЗЕ, се утвърждава от КЕВР ежемесечно, като същата се прилага от първо число на месеца, за който е утвърдена. В този смисъл, във връзка със заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., КЕВР следва да утвърди цена на природния газ, която „Булгаргаз“ ЕАД да прилага, считано от 01.07.2021 г.

Съгласно чл. 33 от НРЦПГ, в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени, общественият доставчик оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е представило доказателства за оповестяване, а именно: разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници и от интернет страницата на дружеството.

Правилата за образуване, респективно утвърждаване на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, са регламентирани в чл. 17 от НРЦПГ.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило информация и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за месец юли 2021 г.

I. Анализ на данните и документите относно образуване на цената за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия:

Цената на природния газ на входа на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е изчислена от обществения доставчик при отчитане на следните фактори:

1. Заявени прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар:

Във връзка с образуването на цената на вход на газопреносните мрежи съгласно чл. 17, ал. 3, изр. второ от НРЦПГ, „Булгаргаз“ ЕАД е представило към заявлението справка за общото количество природен газ за м. юли 2021 г. и относителния дял на количествата за: обществена доставка на природен газ, програмата за освобождаване на природен газ, както и по двустранните договори за доставка на природен газ. Общото количество природен газ за м. юли 2021 г. е (...) MWh, в т.ч. по Договора за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“ – (...) MWh и по Договора за доставка на природен газ с азербайджанска компания – (...) MWh. Общото количество е разпределено, както следва: за дейността „обществена доставка“ на природен газ – (...) MWh или (...)%; за програма за освобождаване на природен газ – (...) MWh или (...)%; по двустранните договори – (...) MWh или (...)%.

„Булгаргаз“ ЕАД е формирало прогнозните количества природен газ за обществена доставка през месец юли 2021 г. въз основа на заявените прогнозни количества в енергийни единици от крайните снабдители на природен газ и лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, съгласно приложен към заявлението списък.

2. Условия по договорите за доставка на природен газ от внос за вътрешния пазар:

2.1. По договора с ООО „Газпром экспорт“

Според Допълнение № (...) от 30.12.2019 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. за доставка на природен газ (Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г.), считано от 01.01.2020 г., пунктът за предаване-приемане на природния газ е газоизмервателна станция (ГИС) „Странджа 2“, намираща се на територията на Р България, близо до границата България/Турция.

Съгласно сключено Допълнение № 13 от 2 март 2020 г. към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. между „Булгаргаз“ ЕАД и ООО „Газпром экспорт“, цената на природния газ се изчислява всеки месец и се образува по хибридна ценообразуваща формула, включваща (...) % петролна и (...) % хъбова компонента.

Цената на доставените количества природен газ се изчислява в \$/MWh за всеки месец по регламентираната в това допълнение формула, както следва: петролната компонента се изчислява на тримесечни периоди, като базовата цена P_0 е равна на (...) \$/MWh; хъбовата компонента се изчислява ежемесечно чрез индекса (...), публикуван в електронното издание (...) през последния работен ден от месеца, предшестващ месеца на доставка, в EUR/MWh. За целите на конвертиране от евро в щатски долари за MWh се използва средномесечния курс на (...) за съответния месец на доставка с точност до четвъртия знак след запетаята.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са изчислени за месец юли 2021 г. като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за (...) период, предшестващ определянето на петролната компонента за III тримесечие 2021 г., в т.ч. за м. юли 2021 г. Въз основа на цените на алтернативните на природния газ горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1%, изчислената от „Булгаргаз“ ЕАД петролна компонента за м. юли 2021 г. е в размер на (...) \$/MWh.

„Булгаргаз“ ЕАД е изчислило хъбовата компонента при отчитане на динамиката на ежедневните цени на (...) към (...) 2021 г. Очакваният ценообразуващ индекс (...) за месец юли е в размер на (...) EUR/MWh. Използваният усреднен курс евро/щатски долар на (...) към (...) 2021 г. е в размер на (...) и е приложен за изчисляването на цената за месец юли 2021 г. При посочените изходни данни дружеството е изчислило хъбовата компонента за м. юли 2021 г. в размер на (...) \$/MWh.

Отчитайки данните за петролната и хъбовата компонента, която е с (...) относителен дял в ценообразуващата формула, очакваната доставна цена на природния газ за месец юли 2021 г. е в размер на (...) \$/MWh. При утвърждаване на цената от 01.07.2021 г. следва да бъдат съобразени стойността на индекса (...) в последния работен ден на м. юни 2021 г. и данните за средномесечния курс на (...) за м. юни 2021 г., прилаган при конвертиране на индекса (...) от евро в долари за MWh.

2.2. По договора с азербайджанска компания

Съгласно Договор за продажба на газ от (...), сключен между азербайджанска компания и „Булгаргаз“ ЕАД, (...), цената на природния газ се изчислява в \$/MWh на тримесечие (...).

При определяне на доставната цена на природния газ за (...) за м. юли 2021 г., цените на (...) са изчислени за период от (...).

(...)

Към доставната цена се добавят допълнителни разходи за доставка на природния газ на изходна точка Неа Месемврия.

Предвид горното, цената, която „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща на азербайджанска компания за природен газ, доставен в изходна точка Неа Месемврия през м. юли 2021 г., е в размер на (...) \$/MWh и включва посочените по-горе разходи.

Разходи за капацитет и пренос на природен газ по газопреносната система на Р Гърция в участъка от изходна точка Неа Месемврия до изходна точка Сидирокастро/Кулата:

Тези разходи се формират съгласно Рамков договор № LFA-0031/2020 от м. декември 2020 г. за пренос на природен газ, сключен между „Булгаргаз“ ЕАД и ДЕСФА

С.А., оператор на газопреносната система на Р Гърция. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД участва в търгове за резервиране на капацитетни продукти, провеждани на регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP) на точка на междусистемно свързване Сидирокастро/Кулата и на платформа за резервиране на капацитет PRISMA на междусистемната точка Неа Месемврия между ТАР и гръцката газопреносна мрежа, при тарифи, одобрени от РАЕ и публикувани на интернет страницата на ДЕСФА С.А. на адрес: <https://www.desfa.gr>.

Прогнозните разходи за пренос на природен газ през територията на Р Гърция за м. юли 2021 г. включват резервираните капацитетни продукти, съобразени с количествата природен газ, договорени за доставка с азербайджанска компания.

Предвид горното, прогнозните разходи за достъп и пренос през гръцката газопреносна мрежа от изходна точка Неа Месемврия до точка на междусистемно свързване Сидирокастро/Кулата за м. юли 2021 г. са в размер на (...) лв. за количествата природен газ за м. юли 2021 г., доставяни от азербайджанска компания. Посочената сума е изчислена за резервиран твърд тримесечен входен капацитет в размер на (...) MWh/ден на изходна точка Неа Месемврия по цени за годишен капацитетен продукт, за резервиран твърд тримесечен изходен капацитет по тримесечна тарифа за (...) MWh/ден на изходна точка Кулата/Сидирокастро. В тази връзка са взети предвид:

- потвърждение, издадено от RBP за резултатите от участието на „Булгаргаз“ ЕАД в търга за резервиране на твърд изходен тримесечен капацитет на Кулата/Сидирокастро, проведен на 03.05.2021 г.;

- потвърждение, издадено от PRISMA за резултатите от участието на „Булгаргаз“ ЕАД в търга за резервиране на твърд входен капацитет на изходна точка Неа Месемврия, проведен на 02.11.2020 г.;

- договор с (...) за прехвърляне на вторичен твърд, групиран капацитет в размер на (...) MWh/ден в изходна точка Кулата/Сидирокастро, потвърждение от RBP за резервиран изходен капацитет в изходна точка Кулата/Сидирокастро от (...) на база годишна тарифа.

3. Осреднен валутен курс на Българската народна банка на лева спрямо чуждестранната валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ

Валутният курс на лева към щатския долар, осреднен за период от четиридесет и пет дни, предхождащи месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цена (17.04.2021 г. – 31.05.2021 г.), е в размер на 1,61416 лв. за 1 щатски долар и е изчислен от дружеството съгласно чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ.

Съгласно чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2,5 на сто в годишен аспект от средната покупна цена на природния газ. Съгласно чл. 17, ал. 8 от НРЦПГ, компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността „обществена доставка“, определени по реда на чл. 10 и чл. 13 от НРЦПГ. При наличие на общи разходи за обществена доставка на природен газ, за изпълнение на програмата за освобождаване на природен газ и за доставка на природен газ по двустранни договори, тези разходи се разпределят пропорционално на количествата природен газ към съответната дейност.

При изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ са взети предвид утвърдените с Решение № Ц-1 от 01.01.2021 г. на КЕВР годишни условно-постоянни разходи (УПР) за дейността „обществена доставка“ за 2021 г. в размер на 3081 хил. лв., като за месец юли 2021 г. те възлизат на (...) хил. лв.

Съгласно чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ, при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ в прогнозните годишни променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, устойчивости с действащата цена за съхранение, утвърдена от Комисията. От

приложената обосновка е видно, че при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ „Булгаргаз“ ЕАД не е предвидило променливи разходи за месец юли 2021 г.

Възвръщаемостта за дейността „обществена доставка“ се преизчислява за всеки период на изменение на компонентата цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи, в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и на паричните разходи на обществения доставчик. Оборотният капитал за месец юли 2021 г. е в размер на (...) хил. лв. и е изчислен като 1/8 от месечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, намалени със стойността на амортизацията. Регулаторната база на активите за месец юли 2021 г. е в размер на (...) хил. лв., а възвръщаемостта на активите за периода е в размер на (...) хил. лв.

Предложеният размер на компонентата за дейността „обществена доставка“ е (...) лв./MWh, представлява (...) % от компонентата цена на вход на газопреносните мрежи и е изчислена от обществения доставчик при съобразяване с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, като в годишен аспект остава в размер под 2,5%, предвид утвърдените до момента стойности на компонентата.

II. По отношение на компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

По силата на чл. 35 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. Съгласно чл. 11а, ал. 1 от НРЦПГ, когато задължение към обществото е наложено на повече от едно енергийно предприятие, произтичащите от това задължение разходи се компенсират на съответните енергийни предприятия пропорционално на частта от наложеното им задължение към обществото чрез цените, които се заплащат от техните клиенти. В този случай, признатите от Комисията разходи се определят като отделна компонента в утвърдената цена на съответното енергийно предприятие и се възстановяват от неговите клиенти и/или от крайните снабдители на природен газ, с които има сключен договор за доставка, въз основа на тяхното измерено потребление – чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ. Съгласно чл. 11а, ал. 3 от НРЦПГ, за енергийно предприятие, което има издадена лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“, прогнозните количества природен газ се формират въз основа на заявените количества от крайните снабдители на природен газ и от лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, количества природен газ за продажба по чл. 176а, ал. 1 от ЗЕ и количества по двустранните му договори.

С подаденото заявление „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за месец юли 2021 г. да бъде включена компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на (...) лв./MWh. Искането е свързано с изпълнение на наложени на дружеството задължения, произтичащи от действащия План за действие при извънредни ситуации за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ на Република България, одобрен от министъра на енергетиката (План). Съгласно т. 5.2.4. от Плана, предприятията, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление (в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдители на природен газ) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. Общественият доставчик попада в кръга на предприятията за природен газ по т. 5.2.5.1. от Плана, които имат задължения, произтичащи от Плана и носят отговорност за сигурността на доставките.

Количествата природен газ за нагнетяване по Плана, разпределени от „Булгартрансгаз“ ЕАД за „Булгаргаз“ ЕАД, са в размер на (...) MWh, видно от Приложение № 1 към Договор № 4867 от 02.03.2021 г. за достъп и съхранение на природен газ, подписан между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД. „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща услугите по достъп и съхранение на природен газ в съответствие с

цените на предоставяните услуги за достъп и съхранение на природен газ, в сила от 15.04.2021 г., утвърдени от КЕВР с Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г.

„Булгаргаз“ ЕАД е приложило актуализиран, съгласуван график за добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2021 г., в съответствие с подписания договор.

Във връзка с горното, „Булгаргаз“ ЕАД предлага в цената на природния газ за месец юли 2021 г. да бъде включена компонента по чл. 11а от НРЦПГ в размер на (...) лв./MWh. Същата е изчислена при отчитане на договорените с годишните програми количества за доставка с крайните снабдители и с лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, количествата по двустранни договори, количествата природен газ за продажба по чл. 176а, ал. 1 от ЗЕ, прогнозните количества за добив и нагнетяване на количествата природен газ по Плана и свързаните с това разходи.

Съгласно чл. 11а, ал. 4 от НРЦПГ, когато през годината енергийното предприятие има повече от един ценови период, компонентата по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ се коригира за всеки следващ ценови период въз основа на разликата между прогнозните и реално отчетените разходи от наложеното задължение към обществото през предходни ценови периоди.

Общественият доставчик е приложил следните доказателства за извършените от него разходи: актуализиран график за съхранение на природен газ през 2021 г. по План за действие при извънредни ситуации; акт за месец май 2021 г. за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ и стойност на услугата по съхранение; фактура на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0040000014 от 05.05.2021 г. за годишен интегриран продукт по План за действие при извънредни ситуации за месец май, ведно с платежно нареждане за изплатени суми по тази фактура; фактура на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0040000021 от 04.06.2021 г за услуга по нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ през м. май 2021 г., ведно с платежно нареждане за изплатени суми по тази фактура.

В резултат, изчислената от заявителя компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ за м. юли 2021 г. е в размер на (...) лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ на данните от подаденото заявление и предоставените документи и обосновки е установено следното:

Прогнозните разходи за закупуване на природен газ през м. юли 2021 г. по договора с ООО „Газпром экспорт“ и по договора с азербайджанска компания с цел продажба на вътрешния пазар на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, за програмата за освобождаване на природен газ, както и по двустранните договори, се изчисляват в размер на (...) лв.

Цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на (...) лв./MWh и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за месец юли 2021 г.:

(...) лв./MWh

В съответствие с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, към компонентата цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“, изчислена пропорционално на количествата природен газ, предназначени за дейността „обществена доставка“, която за месец юли 2021 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...) лв./MWh

В съответствие с чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ, към горепосоченото се прибавя и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, която за месец юли 2021 г. е в размер на (...) лв./MWh:

(...) лв./MWh

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик следва да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 46,88 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайните снабдители е изчислен в размер на 10,522 kWh/m³, като е взета предвид средната калоричност на природния газ за месеците март – май 2021 г. за точки на предаване ГИС „Странджа 2“ и ГИС „Кулата“.

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

№	Енергийни предприятия	Предельни цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи				
		Стопански клиенти с равномерно потребление	Стопански клиенти с неравномерно потребление		Битови клиенти	
		лв./MWh	лв./MWh	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*	лв./MWh	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*
1	Овергаз Мрежи АД – Столична община, СОР Банка и община Божурище, територии "Изток", "Запад", "Север" и "Юг" ****				72,72	3,13
	до 53 MWh/год., вкл.		72,72	3,13		
	до 528 MWh/год., вкл.	64,99	73,35			
	до 1057 MWh/год., вкл.	63,93	72,48			
	до 2113 MWh/год., вкл.	62,87	71,62			
	до 4226 MWh/год., вкл.	61,80	70,74			
	до 6339 MWh/год., вкл.	61,17	70,23			
	до 8452 MWh/год., вкл.	60,73	69,87			
	до 10 565 MWh/год., вкл.	60,38	69,58			
	до 21 130 MWh/год., вкл.	59,30	68,69			
	до 31 695 MWh/год., вкл.	58,65	68,15			
	до 42 260 MWh/год., вкл.	58,18	67,76			
	до 52 825 MWh/год., вкл.	57,82	67,47			
	до 73 955 MWh/год., вкл.	57,24	66,98			
	до 105 650 MWh/год., вкл.	56,61	66,46			
	над 105 650 MWh/год.	55,86	65,82			
метанстанции до 4226 MWh/год., вкл.		59,22				
метанстанции до 10 565 MWh/год., вкл.		58,59				
метанстанции над 10 565 MWh/год.		57,41				
обекти на "Топлофикация София": ВОЦ "Суша река", ВОЦ "Левски Г" и ВОЦ "Хаджи Димитър"		48,13				
2	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Добруджа" и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг****				73,77	
	до 106 MWh/год.	66,71	71,90			
	до 211 MWh/год.	65,86	70,45			
	до 528 MWh/год.	64,34	69,09			
	до 1056 MWh/год.	62,93	68,51			
	до 2112 MWh/год.	62,34	67,73			
	до 5281 MWh/год.	61,54	67,15			
	до 10 562 MWh/год.	60,95	66,47			
	над 10 562 MWh/год.	56,85	64,53			
3	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Мизия" и община Бяла Слатина****				76,64	
	до 106 MWh/год.	66,99	75,22			
	до 211 MWh/год.	65,87	73,58			
	до 528 MWh/год.	64,94	72,61			
	до 1056 MWh/год.	64,19	70,19			
	до 2112 MWh/год.	63,17	67,86			
	до 5281 MWh/год.	62,24	66,61			
	до 10 562 MWh/год.	60,94	65,44			
	над 10 562 MWh/год. за стопански клиенти с неравномерно потребление		61,66			
до 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	57,74					
над 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	55,07					
4	"Газтрейд Сливен" ЕООД – община Сливен				71,23	
	до 211 MWh/год.	62,79				
	от 211 до 527,5 MWh/год.	61,91				
	от 527,5 до 1055 MWh/год.	60,54				
	от 1055 до 2110 MWh/год.	59,64				
	от 2110 до 5275 MWh/год.	58,16				
	от 5275 до 10 550 MWh/год.	55,40				
	над 10 550 MWh/год.	53,49				
	до 52,75 MWh/год.		69,19			
	от 52,75 до 211 MWh/год.		67,51			
	от 211 до 527,5 MWh/год.		66,67			
	от 527,5 до 1055 MWh/год.		65,10			
от 1055 до 2110 MWh/год.		62,69				
от 2110 до 5275 MWh/год.		61,86				

от 5275 до 10 550 MWh/год.		61,72				
Енергийни предприятия	Промислени/Стопански клиенти	Обществено-административни и търговски клиенти		Битови клиенти		
		лв./MWh**	лв./MWh**	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*	лв./MWh**	Цена за снабдяване, (лв./клиент на месец)*
5	"Каварна газ" ООД – общини Каварна и Шабла				76,54	
	до 500 MWh/год., вкл.	62,54				
	над 500 MWh/год.	59,58				
	до 50 MWh/год., вкл.		72,25			
	над 50 MWh/год. до 500 MWh/год., вкл.		66,93			
6	"Кнежа-газ" ООД – община Кнежа*****				73,39	
	до 1055 MWh	61,56				
	до 4220 MWh	58,60				
	до 211 MWh		61,69			
	до 1055 MWh		60,58			
7	"Неврокоп-газ" АД – община Гоце Делчев ***				118,97	
	до 2500 MWh вкл.	101,51				
	над 2500 MWh	94,56				
	до 250 MWh вкл.		113,28			
8	над 250 MWh		109,64			
	"Свиленград-Газ" АД – община Свиленград ***				113,97	
	до 100 000 m ³ /год., вкл.*****	99,96				
	до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	98,13				
	над 200 000 m ³ /год., вкл.*****	95,40				
	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****		106,54			
9	до 20 000 m ³ /год., вкл.*****		104,86			
	над 20 000 m ³ /год., вкл.*****		102,48			
	"ТЕЦЕКО" ЕООД – общини Свищов и Белене ***		87,30		85,08	
	до 100 000 m ³ /год., вкл.*****	79,74				
	до 500 000 m ³ /год., вкл.*****	77,97				
10	до 1 000 000 m ³ /год., вкл.*****	74,71				
	над 1 000 000 m ³ /год.*****	68,79				
	"КарловоГаз" ООД – община Карлово***				93,96	
	до 20 000 m ³ /год.*****	90,52				
	до 50 000 m ³ /год.*****	84,75				
	до 100 000 m ³ /год.*****	81,83				
	до 250 000 m ³ /год.*****	77,32				
11	до 500 000 m ³ /год.*****	74,80				
	до 1 000 000 m ³ /год.*****	74,25				
12	над 1 000 000 m ³ /год.*****	71,64				
	"Аресгаз" ЕАД – община Сопот	56,68	67,67		74,03	13,93
13	"Аресгаз" ЕАД – община Хисаря	58,05	66,91		73,90	13,62
	"Комекес" АД – община Самоков				71,22	
	до 1054,599 MWh	62,23				
	от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	56,77				
	над 10 546,000 MWh	54,60				
	до 52,729 MWh		71,44			
	от 52,730 MWh до 210,920 MWh		71,29			
	от 210,921 MWh до 1054,599 MWh		69,93			
14	от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh		68,05			
	над 2109,200 MWh		66,55			
15	"Балкангаз-2000" АД – община Ботевград	60,70	64,16		66,64	
	"Севлиевогаз-2000" АД – община Севлиево		61,88		64,63	
	до 50 000 MWh	58,08				
16	над 50 000 MWh	49,06				
	"Примагаз" АД – кметства "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	58,69	70,94		78,78	
	"Газинженеринг" ООД – община Долни Дъбник				73,43	
	до 105,5 MWh	59,67				
	до 1055 MWh	58,17				
17	до 10 550 MWh	57,68				
	до 105,5 MWh		63,47			
	до 1055 MWh		62,06			
	"Камено-газ" ЕООД – община Камено	61,17	69,22		70,53	
18	"Добруджа газ" АД – община Генерал Тошево	68,44	84,20		72,16	
	"Правецгаз 1" АД – община Правец	56,15	63,80		66,59	
19	"Костинбродгаз" ООД – община Костинброд				68,00	3,94
	до 1000 MWh/год. вкл.	67,31				
	от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	61,53				
20	над 10 000 MWh/год.	57,72				
	"Ситигаз България" ЕАД – за обособена територия "Тракия", общини Кърджали, Велинград, Павел Бана, Гурково, Твърдица и Брацигово****		71,44		72,27	5,69
	до 1000 MWh/год.	69,37				
	от 1000 до 5000 MWh/год.	61,45				
	от 5000 до 10 000 MWh/год.	58,26				
21	от 10 000 до 50 000 MWh/год.	57,24				
	над 50 000 MWh/год.	56,60				
	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Запад"	67,28	72,71		76,75	
22	"Газо-енергийно дружество-Елин Пелин" ЕООД – община Елин Пелин		63,50		63,85	
	до 500 000 m ³ /год., вкл.*****	59,17				
	над 500 000 m ³ /год., вкл.*****	57,62				
23	"Консорциум Варна Про Енерджи" ООД – община Балчик *****	56,06	66,16		71,33	
	"Ситигаз България" ЕАД – общини Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово		71,41		70,60	5,57
24	до 1000 MWh/год.	69,79				
	от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	65,35				
	"Ситигаз България" ЕАД – община Габрово		68,09		70,91	
25	до 10 000 m ³ /год.*****	67,74				
	от 10 000 до 100 000 m ³ /год.*****	66,50				
	от 100 000 до 500 000 m ³ /год.*****	61,36				

	от 500 000 до 1 000 000 m ³ /год.*****	60,29			
	от 1 000 000 до 5 000 000 m ³ /год.*****	58,29			
28	"Си Ен Джи Марица" ООД – община Чепеларе**				71,04
	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****		65,74		
	до 50 000 m ³ /год., вкл.*****		69,96		
	до 100 000 m ³ /год., вкл.*****		61,75		
	над 100 000 m ³ /год.*****		54,96		
	до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	56,82			
	до 1 000 000 m ³ /год.*****	55,79			

Забележки:

1. В цените не са включени акциз и ДДС.
2. * колоната отразява цените за снабдяване с природен газ, които се заплащат в лева за клиент на месец (лева/клиент на месец).
3. ** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ.
4. *** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
5. **** към цените за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на общините: Банско, Разлог, Карнобат, Бяла, Тервел, Червен бряг, Кърджали, Велинград и Павел баня, следва да бъде добавяна ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
6. ***** При снабдяване със съгъстен природен газ в цените за продажба от краен снабдител се включва ценова компонента съгласно чл. 19а от НРЦПГ
7. ***** цените са утвърдени в лв./1000 m³ и са изчислени в енергийни единици при коефициент на преобразуване 10,522 kWh/m³.
8. При утвърждаване от КЕВР на нови или изменение на действащите цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ, се променят и пределните цени, по които съответният краен снабдител продава природен газ на клиенти.

Изказвания по т.2.:

А. Йорданов излезе от зала 4.

Докладва Г. Дечева. Предложената от „Булгаргаз“ ЕАД цена на природния газ за месец юли е в размер на 46,88 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), включва компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на (...) лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на (...) лв./MWh. Заявените прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар за м. юли 2021 г. са в размер на (...) MWh, в т.ч. по Договора за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“ – (...) MWh и по Договора за доставка на природен газ с азербайджанска компания в размер на (...) MWh. Общото количество е разпределено, както следва: за дейността „обществена доставка“ – (...)%; за програма за освобождаване на природен газ – (...)%; по двустранните договори – (...)% . По договора с ООО „Газпром экспорт“, както вече е известно, цената на природния газ се изчислява всеки месец и се образува по хибридна ценообразуваща формула, включваща (...)% петролна и (...)% хъбова компонента. Петролната компонента се изчислява на тримесечни периоди, въз основа на цените на алтернативните на природния газ горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1%. Хъбовата компонента се изчислява ежемесечно чрез индекса (...), публикуван в електронното издание (...) през последния работен ден от месеца, предшестващ месеца на доставка (в EUR/MWh). За целите на конвертирането от евро в щатски долари за MWh се използва средномесечния курс на (...) за съответния месец на доставка. „Булгаргаз“ ЕАД е изчислило хъбовата компонента при отчитане на динамиката на ежедневните цени на (...), както и усреднен курс евро/щатски долар на (...) към 09.06.2021 г. Отчитайки данните на петролната и хъбовата компонента, очакваната доставна цена на природния газ за месец юли 2021 г. е в размер на (...) \$/MWh. При утвърждаване на цената от 01.07.2021 г. следва да бъдат съобразени стойността на индекса (...) в последния работен ден на м. юни и данните за средномесечния курс на (...) за м. юни. По Договора с азербайджанската компания, предвид цените на алтернативните на природния газ горива – мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1%, изчислената за м. юли доставна цена е в размер на (...) \$/MWh. Към горната цена се добавят разходите за транспортиране на природния газ до изходна точка Неа Месемврия, вместо до изходна точка Комотини, като се формират още разходи за капацитет, разходи за горивен газ и други разходи, които представляват такса към регулаторния орган за енергетика на Р Гърция. Предвид горното, цената, която „Булгаргаз“ ЕАД ще заплаща на азербайджанската компания за природен газ, доставен в изходна точка Неа Месемврия през м. юли 2021 г., е в размер на (...) \$/MWh. Прогнозните разходи за достъп и пренос през гръцката газопреносна мрежа от изходна точка Неа Месемврия до точка на междусистемно свързване Сидирокастро/Кулата за м. юли е в размер на (...) лв. за количествата природен газ, които ще минат през м. юли. Валутният курс на лева към щатския долар е изчислен от дружеството съгласно чл. 17, ал. 3 от Наредбата за

регулиране на цените на природния газ и е в размер на 1,61416 лв. за 1 щатски долар за периода от (17.04.2021 г. – 31.05.2021 г.). Предложеният размер на компонентата за дейността „обществена доставка“ от дружеството е в размер (...) лв./MWh, представлява (...) % от компонентата цена на вход на газопреносните мрежи и е изчислена от обществения доставчик при съобразяване с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, като в годишен аспект остава в размер под 2,5%, предвид утвърдените до момента стойности на компонентата. По отношение на компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. „Булгаргаз“ ЕАД е приложило актуализиран, съгласуван график за добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ за 2021 г., в съответствие с подписания договор. В тази връзка дружеството предлага в цената на природния газ за месец юли 2021 г. да бъде включена компонента по чл. 11а от НРЦПГ в размер на (...) лв./MWh. Прогнозните разходи за закупуване на природен газ през м. юли с цел продажба на вътрешния пазар са в размер на (...) лв., които разделени на предвидените общи количества природен газ за месец юли се получава размера на компонентата цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи в размер на (...) лв./MWh и към тази компонента се прибавят стойността на компонента „обществена доставка“ в размер на (...) лв./MWh, както и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото в размер на (...) лв./MWh, като крайната цена се изчислява в размер на 46,88 лв./MWh. Коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайните снабдители е изчислен в размер на 10,522 kWh/m³, като е взета предвид средната калоричност на природния газ за месеците март, април, май 2021 г. за точките на предаване на ГИС „Странджа 2“ и ГИС „Кулата“. Следва таблица с изменение на цените на газоразпределителните дружества.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17, чл. 21 и чл. 34, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на КЕВР да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията. Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Булгаргаз“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството.

И. Н. Иванов отбеляза, че цената на природния газ се увеличава за пореден месец, макар че скоростта на нарастване намалява. Все пак нараства с 1,61 лв. спрямо действащата цена, която е 45,27 лв. Сега става 46,88 лв., но това са пазарните цени на най-големия газов хъб в Европа – (...) в Нидерландия, върху които цени КЕВР не може да влияе. За съжаление, сега само може да се отбележи, че това е най-важният ценообразуващ елемент в цената на топлинната енергия и на електрическата енергия, произведена по високоефективен начин. И. Н. Иванов допълни, че насрочва откритото заседание по т. 2 за 24.06.2021 г. от 10:00 часа в Зала 4 на Комисията за енергийно и водно регулиране.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17, чл. 21 и чл. 34, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-586 от 15.06.2021 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., подадено от „Булгаргаз” ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 24.06.2021 г. от 10:00 ч.;
3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;
4. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Булгаргаз” ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;
5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

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

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

По т.3. Комисията, след като разгледа Решение № 7498 от 11.12.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13914 от 2017 г., оставено в сила Решение № 12663 от 14.10.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 3610 от 2019 г., както и относимите към тях данни и документи, установи следното:

С Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), считано от 01.07.2013 г., е определила преференциална цена, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи (ВТЕЦ) с инсталирана мощност над 1 MW, в размер на 122,50 лв./MWh, при нетно специфично производство (НСП) в размер на 2 325 kWh/kW. Посоченото решение е постановено след съдебна отмяна на Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), в частта му по раздел I, т. 11 относно определяне на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВТЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW.

„Храброво Уинд 1” ЕООД е обжалвало Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР, като във връзка с подадената жалба е образувано адм. дело № 13914 по описа за 2017 г. на Административен съд София-град (АССГ) по което е постановено Решение № 7498 от 11.12.2018 г., с което съдът е отменил Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР. С Решение № 509 от 24.01.2019 г. АССГ е допълнил Решение № 7498 от 11.12.2018 г. по адм. дело № 13914 по 2017 г., като е постановил, че връща административната преписка на КЕВР за ново произнасяне съобразно указанията по тълкуването и прилагането на закона.

Решение № 7498 от 11.12.2018 г. на АССГ по адм. дело № 13914 от 2017 г., за отмяна на Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР е обжалвано с касационна жалба пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 3610 по описа за 2019 г. С Решение № 12663 от 14.10.2020 г., ВАС, Трето отделение е

оставил в сила Решение № 7498 от 11.12.2018 г. по адм. дело № 13914 от 2017 г. и Решение № 509 от 24.01.2019 г. по адм. дело № 13914 от 2017 г. по описа на АССг.

В мотивите на Решение № 7498 от 11.12.2018 г. по адм. дело № 13914 от 2017 г. АССг е установил, че оспореният административен акт не е нищожен, предвид извършената служебна проверка по чл. 168 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК), но същият е незаконосъобразен поради неспазване на установената форма и допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила. АССг е посочил, че съгласно чл.59, ал. 2, т. 4 от АПК административният акт следва да съдържа мотиви – фактическите и правни основания за издаването му, а в случая в акта липсват фактически основания, въз основа на които да може да се установи по какъв начин е определено нетното специфично производство и определената въз основа на това преференциална цена за закупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, при нетното специфично производство в размер на 2 325 kWh/kW.

Според АССг, размерът на нетното специфично производство на електрическа енергия следва да се установи от КЕВР въз основа на данните за средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, послужили за определяне на съответните преференциални цени съгласно решението на КЕВР, след приспадане на собствените нужди, което обаче не е посочено никъде. АССг е приел, че неясно остава дали и как са определени собствените нужди от електрическа енергия, които би следвало да се приспадат от средногодишното производство на електрическа енергия, съгласно § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ. Същите не са отразени като стойност, като не е посочена и методика за определянето им. На следващо място АССг е приел, че няма доказателства, че съществува като документ финансов модел и че той е послужил при издаването на Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР.

В мотивите на своето решение ВАС е установил, че е правилен изводът на АССг, че КЕВР не е изпълнила задължението си по чл. 59, ал. 2, т. 4 от АПК, като в административния акт не се съдържат фактически и правни основания, обосноваващи извода за определяне на преференциална цена в посочения размер и определеното нетно специфично производство. ВАС е посочил, че в решението на КЕВР се съдържат подробни указания, дадени с отменителното решение на съда, относимите критерии по чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ за образуване на цената, но са изведени стойности на ценообразуващите елементи, без посочване на фактите и обстоятелствата за тяхното обосноваване, съответно без извършен анализ. 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 с инсталирана мощност над 1 MW, които да бъдат прилагани, считано от 01.07.2013 г., и при съответното НСП, което е приложимо от датата на влизане в сила на изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.

I. Предвид горното и след анализ на относимите факти и обстоятелства КЕВР установи следното:

Съгласно чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, в редакция обн. ДВ, бр. 15 от 2013 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. 15 от 2013 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. 19, чл. 20, чл. 21 и чл. 24 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 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. 21, ал. 2 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 г.). Според чл. 21, ал. 3 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 33 от 5.04.2013 г. при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, с изключение на цените на електрическата енергия, произведена от биомаса, 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. 19, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 33 от 5.04.2013 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) с инсталирана мощност над 1 MW, е извършен анализ на данните, съдържащи се в официални източници, отразяващи международния опит в тази област, а именно: Европейската агенция за околна среда – „Europe's onshore and offshore wind energy potential, An assessment of environmental and economic constraints“¹, IRENA - Renewable energy technologies: cost analysis series, Wind Power²; Renewable Power Generation Costs in 2012“ (irena.org)³; Meridian-Analyst and investors Presentation⁴, Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview⁵); Renewable Power Generation Costs in 2014 (irena.org)⁶; Financing Renewable Energy in the European Energy Market⁷, като са отчетени и специфичните за Р България обстоятелства⁸.

Поради изложеното, ценообразуващите елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВТЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW, са:

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 презентация на IRENA „Renewable Power Generation Costs in 2012“ (irena.org) от 14.01.2013 г. с отчетни данни за 2011 г. и 2012 г. (стр. 14), най-голям дял от инвестиционните разходи е този на вятърните турбини и варира от 70% до около 90% (стр. 15), като за реализиране на проект за изграждане на ВТЕЦ към февруари 2012 г. е отчетена най-ниска цена на турбините в Китай, която достига нива от 600 \$ за 1 kW инсталирана мощност.

Според данни на IRENA от доклада „Overview Renewable Power Generation: Costs in 2012: An Overview“ (стр. 31), през 2012 г. е отчетена цена на вятърните турбини в размер на 1 270 \$/kW в Съединените американски щати.

На следващо място, по данни от публикация на IRENA „Renewable Power Generation Costs in 2014“ (стр. 3), е посочено, че цените на вятърните турбини в периода от 2009 г. до 2014 г. намаляват с почти 1/3, като средните разходи за инсталирани ВТЕЦ е около 2 000 \$/kW (стр. 17 и стр. 18, фиг. 4), като през 2013 г. дела на вятърните турбини от общата стойност на инвестиционните разходи могат да представляват до около 84% (стр. 56, таблица 4.2.) или средно между 64% и 74% от общите разходи (стр. 56 и стр. 57, фиг. 4.2.). В публикацията се посочва още, че в САЩ за проекти по-големи от 100 MW през

¹ <https://www.energy.eu/publications/a07.pdf>

² https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

³ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf?la=en&hash=B991A865092B3660AE8C068F6CA90EADA4EF0794

⁴ [www.meridianenergy.co.nz > reports-and-presentations](http://www.meridianenergy.co.nz/reports-and-presentations)

⁵ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf

⁶ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf

⁷ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_financing_renewable.pdf

⁸ Решение № Ц-013 от 28.06.2006 г. на КЕБП - http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c013_06.pdf

2009 г. цената е в размер на 1 728 \$/kW, а в **Европа** около 1 890 \$/kW (стр. 59, фиг. 4.3.). След този период цените на вятърните турбини претърпяват спад, като в периода февруари 2011 г. – февруари 2014 г. варират между **931 \$/kW и 1 174 \$/kW**, което представлява спад от около 30% спрямо горепосочените пикови цени от 2009 г. Видно от изложените данни се потвърждава намалението на инвестиционния разход през 2013 г. в размер на 1 174 \$/kW, или със 7,6% спрямо 2012 г., когато са в размер на 1 270 \$/kW.

В допълнение, следва да се има предвид, че по данни от извършения анализ на IRENA, средните общи разходи за нови ВтЕЦ през 2013 г. са намалели в резултат на увеличаване производствения капацитет на вятърни турбини в Китай спрямо търсенето на вътрешния им пазар, като в резултат цените през 2007 г. са в размер на 1 036 \$/kW, за 2011 г. са в размер на 628 \$/kW, след което през 2014 г. са в размер на 676 \$/kW, или през посочения период намалението е с 34,75%. В резултат на горното, Китай изнася производството си на международните пазари, което от една страна води до спад в цените на вятърните турбини в международен план, а от друга позволява на производителите от други страни да се възползват от възможността да закупят вятърни енергийни системи на най-ниски цени.

В тази връзка в анализа на IRENA се посочва, че през 2013 г. в САЩ разходите са спаднали в размер на 1 657 \$/kW спрямо 2 300 \$/kW за 2009 г., а за Китай средният размер на инвестиционните разходи за 2013 г. и 2014 г. са в размер на 1 310 \$/kW (стр. 60, таблица 4.3 и стр. 61, фиг. 4.4.).

С оглед горното и предвид данните от извършения анализ в посочения доклад на IRENA за 2013 г., обхващащ страни като Китай, САЩ и Европа, разходите за вятърни турбини варират от около 649 \$/kW до около 1 360 \$/kW.

Предвид всичко гореизложено, за нуждите на определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия произведена от ВтЕЦ, с инсталирана мощност над 1 MW, е взет предвид общият инвестиционен разход от 1 060 евро/kW (2 073 лв./kW) за изграждане на подобен вид ВтЕЦ за 2012 г., определен в Решение № Ц-018 от 26.06.2012 г. на КЕВР, като същият е коригиран с около 5,7% за 2013 г., с оглед отчитане на намалената стойност на турбините. В тази връзка е обосновано да се приеме среден размер на инвестиционните разходи от 1 000 €/kW за изграждане на ВтЕЦ през 2013 г., като при изчисляването им е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2013 г.⁹. В допълнение следва да се има предвид, че при цена за турбините в диапазон от 649 \$/kW до 1 360 \$/kW, размерът на инвестиционния разход за турбини се равнява на 487 евро/kW, или 952 лв./kW, като при горната граница е в размер на 1 020 евро/kW, или 1 995 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 инвестициите в тази област.

Предвид горното, инвестиционните разходи за изграждането на нови ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW, за kW инсталирана мощност е обосновано да бъдат в размер на 1 956 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 публикацията на IRENA „Renewable Power Generation Costs in 2014“ (стр. 13), е посочено, че експлоатационните разходи за ВтЕЦ в Китай възлизат средно на 0,06 USD/kWh, или 0,05 €/kWh, а за Северна Америка средната стойност е 0,07 USD/kWh или 0,05 €/kWh, докато за проектите в Европа са в размер на 0,17 USD/kWh или 0,13 €/kWh (стр. 14).

В резултат на извършения анализ от IRENA на горните стойности на разходите за

⁹Изчисленията са извършени при среден курс на щатски долар към евро 0,75 USD/EUR - [/https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2013.html](https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2013.html)

електрическа енергия от вятър, може да се обобщи, че трансформацията на енергийния сектор чрез възобновяеми енергийни технологии, води до технологични подобрения, намаляване на разходите, както и до конкурентност на пазарите на технологии за ВИ, при което очакванията са през 2013 г. разходите за вятърна енергия да спаднат с 10%. В резултат разходите за оборудване за технологии за възобновяема енергия намаляват, а самите технологии стават по-ефективни, което води до спад на разходите за енергия от възобновяеми технологии. Спадът на разходите за вятърна енергия е в резултат на подобрената им производителност, което води до значително намаляване на цената на електрическата енергия от тези източници. В тази връзка и предвид извършения анализ по отношение на взаимовръзката: капиталови разходи, технологични подобрения, качество на вятърните ресурси и промените в разходите за експлоатация и поддръжка, следва да се има предвид, че средните стойности на разходите за вятърна енергия през 2013 г. и 2014 г. варират, както следва: експлоатационните разходи за ВтЕЦ в Китай са в диапазона от 0,05 USD/kWh до 0,10 USD/kWh, което възлиза средно на 0,06 USD/kWh, или 0,05 €/kWh, а за Централна и Южна Америка, както и Европа средната стойност е 0,08 USD/kWh или 0,06 €/kWh (стр. 21, 23, 27, 31, 36, 37, 72, фиг. 4.17 и стр. 73, фиг. 4.18).

В допълнение, следва да се има предвид, че размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи, като в тази връзка отчитайки параметрите на международните пазари и предвид развитието на този тип ЕЦ в страната, експлоатационните разходи в действащите цени на електрическата енергия, произведена от ВтЕЦ, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW представляват в годишен план 1% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително, а от 6^{та} до 12^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 4,00%.

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 стойност на експлоатационните разходи в размер на 0,57 € cents /kWh до 5^{та} година от експлоатацията включително, а от 6^{та} до 12^{та} в размер на 1,67 € cents /kWh - за централи, с инсталирана мощност над 1 MW.

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, с инсталирана мощност над 1 MW, 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 42 246 хил. лв. (3 520 хил. лв. годишна амортизация) при общ размер на инвестиционните разходи 52 807 хил. лв., или до цялостното изкупуване на инвестицията остават 10 561 хил. лв., което при 20 годишен технически живот на съоръженията дава възможност на мениджмънта да закупи 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 среднопотеглена 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 2013 г. Освен това, среднопотеглената 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, включително техническият доклад на Европейската агенция за околна среда – „Europe's onshore and offshore wind energy potential, An assessment of environmental and economic constraints“ за потенциала на вятърната енергия в Европа (стр. 41, табл. 6.6.) е прието за ВтЕЦ пълните работни часове да са в размер на 2 500 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 е посочено, че в България ефективните часове на работа на ветровите генератори са съобразени с мястото за изграждане на ветровия парк, като за по-висока производителност е необходимо осигуряване на оптимални параметри на вятъра, което влияе пряко върху часовата натовареност през годината на такъв тип централи.

При определяне на годишната производителност на работа на централите са използвани данни от Българската академия на науките (БАН), както и отчетените средно-ефективни стойности за работа на централите в региона.

Предвид гореизложеното и извършената допълнителна оценка на климатичните особености в годишен аспект за страната е обосновано да се приемат 2 500 часа или годишна ангажираност – 28,54%.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, размерът на

преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВтЕЦ, с инсталирана мощност над 1 MW възлиза на:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
За вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW		
Цена, в т.ч.	122,50	100,00%
за експлоатационните разходи	21,50	17,55%
за разходи за амортизации	64,31	52,50%
за възвръщаемост	36,69	29,95%

II. По отношение на установения размер на НСП за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, 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 „нетно 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-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР, е установено НСП на електрическа енергия за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, в размер на 2 325 kWh/kW, въз основа на което е определена преференциалната цена за тази група производители в размер на 122,50 лв./MWh, без ДДС. След отмяната на Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. за КЕВР отново възниква задължение за установяване на стойностите на НСП за вятърни електрически централи, с инсталирана мощност над 1 MW.

Преференциалната цена за ВтЕЦ, с инсталирана мощност над 1 MW е формирана въз основа на конкретните ценообразуващи елементи, посочени по-горе в част I. 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 Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.), 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 1 kW инсталирана мощност съгласно решението на КЕВР за определяне на преференциални цени след приспадане на собствените нужди.

Към момента на приемане на отмененото Решение № Ц-30 от 29.11.2017 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 по-горе 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 по-горе.

При определяне на цената на електрическата енергия произведена от ВтЕЦ, с инсталирана мощност над 1 MW в част I по-горе 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 по-горе е посочено, че средно годишната продължителност на работа на централата е 2500 часа или годишна ангажираност - 28,54%, т.е. 2500 часа/8760 часа годишно. Поради това, средногодишното брутно производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност е 2500 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-30 от 29.11.2017 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 снабдителни 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 закупуване на електрическа енергия от ВИ, по групи производители.

Собствените нужди на групата производители на електрическа енергия от ВтеЦ, с инсталирана мощност над 1 MW са заложени при определяне на преференциалната цена в част I по-горе 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 по-горе средногодишна продължителност на работа, съответно производителност на този вид централи. Този размер на собствените нужди е в съответствие с предвидената 28,54% 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 27 MW в рамките на групата вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW. В този смисъл определените 7 % собствени нужди от годишното производство 67 500 MWh, или 4 725 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-2013	общо за периода на изкупуване
1	НЕТНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	MWh	67 500,00	753 300,00
2	ОБЩО РАЗХОДИ	хил.лв.	4 206,99	70 622,52
2.1.	за експлоатационни	хил.лв.	686,50	17 815,11
2.2.	за амортизации	хил.лв.	3 520,49	52 807,41
3	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	хил.лв.	3 456,09	25 292,21
4	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил.лв.	7 663,08	85 353,25
5	NPV НА КОЛИЧЕСТВАТА	7,00%	62 775,00	533 504,28
6	NPV НА ПРИХОДИТЕ		7 663,08	65 355,32
	NPV НА експлоатационните		686,50	11 473,72
	NPV НА амортизацияите		3 520,49	34 308,86
	NPV НА възвръщаемостта		3 456,09	19 572,74
7	ЦЕНА	лв./MWh	122,50	122,50

Видно от горното, преференциалната цена за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, 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 62 775 MWh след приспаднати собствени нужди в размер на 7% или 4 725 MWh. Общо за периода на изкупуване на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, количествата електрическа енергия са в общ размер на 753 300 MWh и отразяват осреднен режим на работа на централата. Поради това, преференциалната цена от 122,50 лв./MWh е формирана като резултат от дисконтирани необходими годишни приходи в размер на 65 355,32 хил. лв., разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 533 504,28 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 с инсталирана мощност над 1 MW, се изчислява, както следва:

- **27 MW** - номинална мощност на вятърна електрическа централа, намираща се в групата на вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW;

- **2500 часа** - продължителност от време на номинална работа на инсталацията;
- **28,54%** = 2 500 часа/8 760 часа - коефициент на ангажираност;
- **67 500 MWh = 27 MW*2 500** – брутно произведена електрическа енергия за година - Ебр;
- **7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **4 725 MWh = 67 500 MWh*7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **62 775 MWh = 67 500 MWh – 4 725 MWh** - нетна електрическа енергия за година;
- **2 325 kWh = 62 775 MWh/27 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 с инсталирана мощност над 1 MW, се установи нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2 325 kWh, при средногодишна производителност на работа 2 500 kWh/kW и след приспаднати собствени нужди в размер на 7,00% или 4 725 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 с инсталирана мощност над 1 MW. Преференциалната цена от 122,50 лв./MWh, без ДДС е определена при инсталирана мощност 27 MW, средногодишна продължителност на работа в размер 2 500 часа, годишна ангажираност 28,54%, при размер собствени нужди – 7% или 4 725 MWh от брутното годишно производство 67 500 MWh.

Установеното нетно специфично количество електрическа енергия, т.е нетното производство от 1 kW инсталирана мощност в размер на 2 325 kWh е взето предвид при определяне на преференциалната цена в част I по-горе, 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 с инсталирана мощност над 1 MW 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 направи извод, че преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, следва да бъде определена, считано от 01.07.2013 г., в размер на 122,50 лв./MWh, без ДДС, а установения, считано от 31.07.2015 г., размер на нетното специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, следва да бъде 2 325 kWh/kW. В изпълнение на § 17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г., с Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., КЕВР е установила нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията, приети до влизането в сила на посочения закон. Според изменението на чл. 31,

ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ, обн. ДВ, бр. 109 от 2013 г., в сила от 01.01.2014 г., общественият доставчик, съответно крайните снабдители, изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена, за количествата електрическа енергия до размера на определената средногодишна продължителност на работа, съгласно решението на КЕВР за определяне на цена на конкретния производител. Съгласно изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г., в сила от 24.07.2015 г., общественият доставчик, съответно крайните снабдители, изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена за количествата електрическа енергия до размера на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР.

Изказвания по т.3.:

Докладва А. Иванова. Докладът е във връзка с определената преференциална цена за процесната група централи (вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW) по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР, като се прави препратка към Решение № Ц-30 от 2017 г. С това решение Комисията се е произнесла във връзка с отменено по предходен ред Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на Комисията. За процесната група централи е определено нетно специфично производство в размер на 2 325 kWh за kW инсталирана мощност. В тази връзка решението е обжалвано от „Храброво Уинд 1” ЕООД. Образувано е административно производство пред Административен съд София-град. Решението е отменено с мотиви, че е немотивирано и липсва анализ по отношение на определената преференциална цена и по-конкретно инвестиционния разход. В тази връзка решението на Административен съд София-град е обжалвано с касационна жалба пред Върховен административен съд. Видно от изложеното в доклада, ВАС е възприел изцяло мотивите на решението на първа инстанция и за Комисията отново възниква задължение с конкретни факти, обстоятелства и изчисления да обоснове по какъв начин и въз основа на кои конкретни данни е изчислила размера на преференциалната цена. Тук водещ е казусът за преференциална цена и придружаващият го казус за установяване на нетно специфично производство, които (предвид промените в нормативната база) следва да се разглеждат, като неразделна част едно от друго.

А. Иванова каза, че ще се спре по-конкретно върху задължението на Комисията към онзи период от време (съгласно редакциите на Наредба № 1 от 2013 г.) когато се определя преференциална цена да бъде взет предвид не само опита в България, но и информация от международни източници. В тази връзка и в изпълнение на нормативните разпоредби, Комисията подробно в доклада и в настоящото си решение (което препраща към 2013 г. по отношение на преференциалната цена) е посочила източниците на информация, които е използвала, за да обоснове и подробно да анализира размера на инвестицията, респективно цената, която е определена за процесната група централи. В случая работната група е използвала за водещи няколко доклада, презентации и публикации на IRENA, които обхващат периода 2014-2019 г.

А. Иванова поясни, че са направени два подробни анализа от IRENA за 2012 г. - като прогноза и една публикация на IRENA, която работната група е счела, че може да бъде използвана след датата на произнасяне на решението на Комисията от 2013 г. Тя е с дата от месец януари 2015 г., но прави анализ на отчетни данни за периода 2009 – 2014 г. Идеята на работната група е да се спазят указанията на съда и нормативната база в този период от време, да се обоснове размерът на инвестициите и преференциалната цена, за да има преход по отношение размера на инвестициите (съгласно международните източници и опита на Комисията) и стойности, които работната група е използвала в решенията на Комисията през годините, за да се види, че стойностите и анализите, които са направени в международните публикации отговарят на стойностите, които Комисията е заложила в своето решение и обосновано е приела.

А. Иванова докладва, че размерът на инвестицията за тази група централи в

решението от 2013 г., респективно и в следващото от 2017 г., е в размер на 1 000 €. Данните са от IRENA, допълнени от доклад на Фраунхофер и доклад от Европейската агенция по околна среда, в който е направен подробен анализ за оползотворяване потенциала на вятъра. А. Иванова поясни, че обръща внимание на това, че работната група е наблегнала на средногодишната продължителност на работа за такъв тип централи както на суша, така и в море. Подробно са обосновани инвестиционните и експлоатационните разходи като процент от същите. По данни на IRENA за 2012 г., размерът на турбината, като стойност от общата инвестиция, варира между 70 и 90%. В този период от време размерът на инвестицията в Китай за турбината възлиза на около 600\$/kW инсталирана мощност, което е една от най-ниските. В допълнение, има анализ, който потвърждава това. А. Иванова каза, че прави тази препратка, тъй като работната група е искала това да се види към предходното решение на Комисията от 2012 г., в което отново има групи за вятърни централи. Там е посочен размерът за инвестицията на турбина в размер на 1 270\$/kW за САЩ.

На следващо място: на база отчетните данни в доклада в публикация на IRENA от 2015 г. е посочено, че за периода 2009-2014 г. стойността на инвестицията при изграждането на вятърни централи спада с 1/3 или общо около 30%. А. Иванова каза, че за САЩ и Европа в тази публикация са посочени диаграми и от тях се вижда, че в периода към февруари 2011 г. стойността е в размер на 1 174\$/kW, докато към февруари 2014 г. тя е в размер на 931\$. По отношение данните от посочените източници относно инвестиционния разход: намалението за 2013 спрямо 2012 г. е 7,6%. А. Иванова каза, че по отношение на предходното решение на Комисията от 2012 г. (Решение № Ц-018) спрямо следващото (Решение №Ц-19) намалението е от 5,7%, отразяващо както международния опит, така и придобития и изграден в страната. Тук също е извършен анализ (отново по данни на IRENA) за Китай, САЩ и Европа, от който се вижда, че в този период от време е посочена като долна граница в размер на инвестицията от 649\$/kW и горна граница в размер на 1 360. Когато ги е преобразувала, работната група е използвала среден курс долар/евро от 0,75 за 2013 г.. Работната група е посочила източника на информацията. В резултат на преобразуването от долар в евро и от евро в лева се получава размер на инвестицията от 1 995 лв./kW, което се припокрива в заложените 1 000 € за kW инсталирана мощност, като инвестиция за посочената група централи или 1 956 лв. за kW инсталирана мощност.

А. Иванова поясни, че няма да се спира конкретно на другите елементи за цената и за нетното специфично производство, за собствени нужди, средногодишна продължителност на работа - всичко е изпълнено. По отношение на размера на експлоатационните разходи като процент от инвестиционните - посочени са достатъчно данни. Работната група е посочила анализа за отделните страни и като крайна обосновка се вижда, че стойностите като долна и горна граница от 0,57 до 1,67 € cents /kWh - произведена енергия или са равни на това, което е посочено в международните източници, или дори са по-високи. Това означава, че с този размер на инвестицията Комисията не е ошетила по никакъв начин заинтересованите страни, които попадат в тази група централи, ползващи тази цена.

Предвид гореизложеното и на основание 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 № 7498 от 11.12.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13914 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 12663 от 14.10.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 3610 от 2019 г., работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за определяне, считано от 01.07.2013 г., на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, с инсталирана мощност над 1 MW и за установяване, считано от 31.07.2015 г., на нетното специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, с инсталирана мощност над 1 MW, приложимо от датата на влизане в сила на изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.

А. Иванова прочете и диспозитива от проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Определя, считано от 01.07.2013 г., преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, с инсталирана мощност над 1 MW, в размер на 122,50 лв./MWh, без ДДС.
2. Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена по т. 1, в размер на 2 325 kWh/kW. Нетното специфично производство на електрическа енергия е приложимо от датата на влизане в сила на изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.

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

Предвид гореизложеното и на основание 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 № 7498 от 11.12.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 13914 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 12663 от 14.10.2020 г. на Върховния административен съд, по адм. дело № 3610 от 2019 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-589 от 16.06.2021 г. относно определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, считано от 01.07.2013 г. и установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.
2. Определя, считано от 01.07.2013 г., преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, с инсталирана мощност над 1 MW, в размер на 122,50 лв./MWh, без ДДС.
3. Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена по т. 1, в размер на 2 325 kWh/kW. Нетното специфично производство на електрическа енергия е

приложимо от датата на влизане в сила на изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-585 от 14.06.2021 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-19 от 19.05.2021 г., подадено от „Електрични финанчни тим“ д.о.о. за одобряване на бизнес план за дейността „търговия с електрическа енергия“.

2. Одобрява бизнес план на „Електрични финанчни тим“ д.о.о. за осъществяване на дейността „търговия с електрическа енергия“ за периода 2021 – 2025 г.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-586 от 15.06.2021 г. относно заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдителите и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 24.06.2021 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За присъствено или виртуално участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Булгаргаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-589 от 16.06.2021 г. относно определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, считано от 01.07.2013 г. и установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

2. Определя, считано от 01.07.2013 г., преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, с инсталирана мощност над 1 MW, в размер на 122,50 лв./MWh, без ДДС.

3. Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена по т. 1, в размер на 2 325 kWh/kW. Нетното специфично производство на електрическа енергия е приложимо от датата на влизане в сила на изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-585 от 14.06.2021 г. и Решение на КЕВР № БП-9 от 18.06.2021 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-19 от 19.05.2021 г., подадено от „Електрични финанчни тим“ д.о.о. за одобряване на бизнес план за дейността „търговия с електрическа енергия“.

2. Доклад с вх. № Е-ДК-586 от 15.06.2021 г. относно: заявление с вх. № Е-15-20-21#1 от 10.06.2021 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цена за месец юли 2021 г., по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-589 от 16.06.2021 г. и Решение на КЕВР № Ц-18 от 18.06.2021 г. относно определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, считано от 01.07.2013 г. и установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(Г. Добрев)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(И. Зашева - главен експерт)