



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц-9

от 19.05.2023 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 19.05.2023 г., след като разгледа Решение № 7642 от 08.08.2022 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4620 от 2021 г., както и относимите към тях данни и документи, установи следното:

С Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), считано от 01.07.2012 г., е определила преференциална цена, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи (ВТЕЦ), в частта по т. 1 - за ВТЕЦ, работещи до 2 250 часа, в размер на 148,71 лв./MWh, при нетно специфично производство (НСП) в размер на 1 860 kWh/kW и в частта по т. 2 - за ВТЕЦ, работещи над 2 250 часа, в размер на 132,71 лв./MWh, при НСП в размер на 2 139 kWh/kW. Посоченото решение е постановено след съдебна отмяна на Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г., на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), в частта му по раздел I, т. 7 и т. 8 относно определяне на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВТЕЦ, работещи до 2 250 часа и за ВТЕЦ, работещи над 2 250 часа.

„Вентус България” ЕООД е обжалвало Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1 и по т. 2, като във връзка с подадената жалба е образувано адм. дело № 13771 по описа за 2017 г. на Административен съд София-град (АССГ), по което е постановено Решение № 71 от 07.01.2019 г., с което съдът е оставил без разглеждане Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 2 и е прекратил производството в тази му част, а по отношение на т. 1 е отменил акта на КЕВР и е върнал административната преписка за ново произнасяне, при спазване на задължителните указания по тълкуване и прилагане на закона. Решението на АССГ е обжалвано пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 4146 от 2019 г. С Решение № 9209 от 09.07.2020 г. на ВАС, Трето отделение по адм. дело № 4146 от 2019 г. е отменено изцяло Решение № 71 от 07.01.2019 г. на АССГ по адм. дело № 13771 от 2017 г. и делото е върнато на АССГ за ново разглеждане от друг състав на съда.

След връщането на делото за ново разглеждане на АССГ е образувано адм. дело № 10373 по описа за 2020 г. на АССГ, по което е постановено Решение № 514 от 01.02.2021 г., с което съдът е оставил без разглеждане Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта му по т. 1 и е прекратил производството в тази му част, а по отношение на т. 2 е отхвърлил жалбата като неоснователна. Решението на АССГ е обжалвано пред ВАС, въз основа на което е образувано адм. дело № 4620 от 2021 г. С Решение № 7642 от 08.08.2022 г. на ВАС, Трето отделение по адм. дело № 4620 от 2021 г. е отменено Решение № 514 от 01.02.2021 г. на АССГ по адм. дело № 10373 от 2020 г., в частта по т. 2, с която е отхвърлено оспорването по жалбата на „Вентус България” ЕООД срещу Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г.

на КЕВР. Със същото решение ВАС е върнал преписката на КЕВР за ново произнасяне при съобразяване с дадените в решението указания по тълкуването и прилагането на закона.

В мотивите на Решение № 7642 от 08.08.2022 г. по адм. дело № 4620 от 2021 г. ВАС е посочил, че споделя изцяло развитите от АССГ мотиви за неоснователност на жалбата срещу т. 2 от Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР по отношение твърдяното принципно незаконосъобразно определяне на НСП, както и по отношение на това, че неправилно в ценообразуващите елементи не били включени разходите за достъп и 5 % вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. ВАС е приел и изводите на АССГ за липса на твърдените съществени нарушения на административнопроизводствените правила, поради неспазване на чл.14 от Закона за енергетиката (ЗЕ).

Според ВАС АССГ неправилно е приел, че при постановяване на административния акт в обжалваната му част, КЕВР е спазила всички указания на съда след връщане на преписката за ново произнасяне след предходна отмяна на решението със същия предмет и за същия период, както и че, макар да е определил преференциалните цени на база императивно посочените в ЗЕВИ ценообразуващи елементи, при формирането им административният орган е спазил основните принципи за това, залегнали в действащото законодателство. ВАС е приел, че е основателно оплакването на жалбоподателя за постановяване на административния акт в нарушение на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ – цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин. Видно от приетата и кредитирана от АССГ съдебно-икономическа експертиза при определяне на инвестиционните разходи, нормата на възвръщаемост, производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси (ценообразуващи елементи по чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ и чл. 19а, ал. 1 от НРЦЕЕ (отм.)), както и при определяне само в диспозитива на оспореното решение на КЕВР „нетно специфично производство“, в преписката не се съдържа и не се препраща към икономически обоснован анализ на официални източници и международен опит (за централи в Европейския съюз) за начина на определяне на тези ценообразуващи елементи. Не е спазена и приложимата за регулаторния период разпоредба на чл.19а от НРЦЕЕ (отм.), съгласно която при определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, се използват стойности на ценообразуващите фактори, които Комисията определя на основата на официални източници и на международния опит, коригирани в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства. Обосновка на подобна корекция на преференциалните цени с оглед особеностите на българския пазар липсва в решението на КЕВР.

Според ВАС КЕВР не е изпълнила даваните от съда указания, включително и в мотивите на Решение № 16672 от 12.12.2013 г. по адм. дело № 473 от 2013 г. по описа на ВАС, потвърдено с Решение по адм. дело № 4210 от 2014 г. по описа на ВАС, 5-членен състав, да извърши анализ на официалните източници и европейския международен опит, съотнесени към спецификите на националния пазар и да посочи същите в решенията, с които определя размера на формиращите преференциалните цени за електроенергия ценообразуващи елементи, съгласно изискванията на разпоредбите на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и чл.19а и 19б от приложимата НРЦЕЕ (отм.). ВАС е посочил, че с необосноваване на определените от Комисията ценови компоненти, определящи преференциалната цена по т. 2 от Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., КЕВР е нарушила основни принципи в ЗЕ като този за основаване на цените на обективни критерии и определянето им по прозрачен начин по чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, съответстващ на по-общия принцип за съразмерност, публичност и прозрачност, прогласени в чл. 6 и чл. 12 от АПК. В тази връзка ВАС е приел, че оспореното решение на КЕВР е незаконосъобразно.

Съгласно чл. 173, ал. 1 от АПК, след като обяви нищожността или отмени административния акт, съдът решава делото по същество, когато въпросът не е предоставен на преценката на административния орган. Извън тези случаи, както и когато актът е

нищожен поради некомпетентност или естеството му не позволява решаването на въпроса по същество, съдът отменя административния акт и изпраща преписката на съответния компетентен административен орган за решаване на въпроса по същество със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона (чл. 173, ал. 2 от АПК).

С оглед изложеното, предвид отменителното съдебно решение и разпоредбите на АПК, КЕВР следва да се произнесе с ново решение вместо отмененото, като спазва указанията на съда по тълкуването и прилагането на закона, което налага технико-икономически анализ на фактите и обстоятелствата, релевантни към момента на определяне, на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа, които да бъдат прилагани, считано от 01.07.2012 г., и при съответното НСП, считано от 31.07.2015 г.

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

Съгласно чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, в редакция обн. ДВ, бр. 29 от 2012 г., ежегодно в срок до 30 юни КЕВР определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ), с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Според чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ, в редакция обн. ДВ, бр. 29 от 2012 г., преференциалните цени се определят като се отчитат видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвращаемост; структурата на капитала и на инвестицията; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата; другите експлоатационни разходи. Аналогична е и разпоредбата на чл. 19а, ал. 1 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г., в която са изброени ценообразуващите елементи на преференциалните цени. Стойността на тези елементи се определя от КЕВР на основата на официални източници и на международния опит и при коригиране в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства (чл. 19а, ал. 2 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г.). Според чл. 19а, ал. 3 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г. при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, в размера на експлоатационните разходи се включва прогнозен процент инфлация за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия, определен съгласно официални източници. Предвид чл. 19б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, отм. редакция ДВ, бр. 42 от 5.06.2012 г., определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, се извършва по видове ВИ, като се отчитат характеристиките на съответните технологии - видът на възобновяемия източник; наличният ресурс на първичния енергиен източник; видът на технологията; големината на инсталираната мощност на обекта; мястото и начинът на монтиране на съоръженията.

В горния смисъл определяните преференциални цени по чл. 32 от ЗЕВИ не отразяват индивидуалните разходи на конкретен производител, а следва да бъдат определяни като цени, приложими за група производители на електрическа енергия от съответния вид възобновяем източник чрез съответната технология. Така по своята същност, определяните преференциални цени, съответно техните ценообразуващи елементи, са част от предварително известните регулаторни условия, въз основа на които инвеститорите преценяват своите бъдещи инвестиционни решения, като поемат както негативите на инвестиционния риск, така и позитивите на инвестиционната среда - задължителното изкупуване на електрическата енергия за дълъг период от време. В тази връзка, тъй като преференциалните цени имат постоянна стойност за целия законовоопределен срок на задължително изкупуване на електрическата енергия, то те се явяват средна цена за този

период. Следователно и съответстващите на преференциалната цена ценови елементи - инвестиционни разходи, експлоатационни разходи, финансови разходи, представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията. В този смисъл е възможно в конкретен момент, произволно избран ценови елемент да не съвпада с актуалната стойност на същия, съгласно публикуваните стойности от официалните източници на информация към съответния момент, което не обосновава неправилност и/или неточност на този ценови елемент, тъй като за неговото изчисляване са използвани осреднени стойности за целия нормативно определен срок за изкупуване на енергията.

Предвид горното, преференциалните цени за производство на електрическа енергия от вятърна енергия не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и международния опит, и коригирани в съответствие със специфичните за Р България обстоятелства. В тази връзка цените следва да се изчисляват въз основа на стойността на финансовите потоци, получени чрез осреднени необходими приходи при съответните ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия. В тази връзка, за целите на определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи (ВТЕЦ) – за централи, работещи над 2 250 часа, е извършен анализ на данните, съдържащи се в официални източници, отразяващи международния опит в тази област, а именно: Financing Renewable Energy in the European Energy Market¹, Renewable energy technologies: cost analysis series, Wind Power²; Meridian-Analyst and investors Presentation³, Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview⁴), като са отчетени и специфичните за Р България обстоятелства, а именно: наличието на две обособени ветрови зони: зона с пълни ефективни годишни часове на работа на ветровите генератори до 2 250 часа и зона с пълни ефективни годишни часове на работа на ветровите генератори над 2 250 часа⁵.

Поради изложеното, ценообразуващите елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВТЕЦ, работещи над 2 250 часа, 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 доклада „Overview Renewable Power Generation: Costs in 2012: An Overview“ (стр. 31), най-голям дял от инвестиционните разходи е този на вятърните турбини и варира от 64% до 84% (стр. 30, таблица 4.2), като за реализиране на проект за изграждане

¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_financing_renewable.pdf

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

³ www.meridianenergy.co.nz/reports-and-presentations

⁴ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf

⁵ Решение № Ц-013 от 28.06.2006 г. на КЕБП - http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c013_06.pdf

на ВтеЦ към 2012 г. е отчетена цена на турбините в Съединените американски щати в диапазон от 900 \$/kW до 1 270 \$/kW за 1 kW инсталирана мощност. На следващо място, по данни от доклад „Renewable energy technologies: cost analysis series, Wind Power“ (стр. 20), е видно, че цената на вятърните турбини в Европа по договори за доставка през втората половина на 2009 г. и първата половина на 2010 г. спада с 18%, а в световен мащаб - за втората половина на 2010 г. и първата половина на 2011 г. намалението е в размер на 15%. Предвид това, за нуждите на определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия произведена от ВтеЦ, работещи над 2 250 часа, е взет предвид общият инвестиционен разход от 1 300 евро/kW (2 543 лв./kW) за изграждане на подобен вид ВтеЦ за 2011 г., определен в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, като същият е коригиран с около 18% за 2012 г., с оглед отчитане на намалената стойност на турбините. В тази връзка е обосновано да се приеме среден размер на инвестиционните разходи от 1060 €/kW за изграждане на ВтеЦ през 2012 г., като при изчисляването им е взет предвид съответният среден курс долар/евро за 2012 г.⁶ В допълнение следва да се има предвид, че при цена за турбините в диапазон от 900 \$/kW до 1 270 \$/kW, размерът на инвестиционния разход за турбини се равнява на 700 евро/kW, или 1 369 лв./kW, като при горната граница е в размер на 988 евро/kW, или 1 932 лв./kW.

Отчетен е също опитът в Р България във връзка с изграждането на нови ВтеЦ, който следва международния такъв в тенденциите към намаляване на размера на инвестициите в тази област.

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

2. Експлоатационни разходи:

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

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

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

3. Ползнен 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 технико – икономически живот. В тази връзка, с оглед по-дългия технически живот на съоръженията и при съобразяване на чл. 31, ал. 2, т. 2 от ЗЕВИ, при определянето на преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВтеЦ, работещи над 2 250 часа, е приет 15-годишен амортизационен срок на активите.

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

⁶ <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2012.html>

по-дълъг.

Общият размер на разходите за амортизации за периода на изкупуване на електрическата енергия, заложен в цената е 54 732 хил. лв. (4 561 хил. лв. годишна амортизация) при общ размер на инвестиционните разходи 68 415 хил. лв., или до цялостното изкупуване на инвестицията остават 13 683 хил. лв., което при 20 годишен технически живот на съоръженията дава възможност на мениджмънта да 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 среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към 2012 г. Освен това, среднопретеглената норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, и произтичащи от закона задължения.

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

6. Средногодишна продължителност на работа на централите:

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

При прегледа на съществуващите и цитирани по-горе международни източници, се установи, че според доклада Financing Renewable Energy in the European Energy Market (стр. 254, таблица 49) е прието за ВтеЦ пълните работни часове да могат да варират между 2000 и

2300 часа (пълните работни часове, които съответстват на средногодишната продължителност на работа на централата, като мотиви в тази връзка са изложени в част II от настоящото решение).

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

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

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

Предвид гореизложеното и допълнителна оценка на климатичните особености в годишен аспект за страната е обосновано да се приемат 2 300 часа или годишна ангажираност – 26,26%.

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

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
За вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа		
Цена, в т.ч.	132,71	100,00%
за експлоатационните разходи	25,82	19,45%
за разходи за амортизации	64,61	48,69%
за възвръщаемост	42,28	31,86%

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

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

С § 16, т. 4 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е регламентирана легална дефиниция на понятието „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-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2, е установено НСП на електрическа енергия за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа, в размер на 2 139 kWh/kW, въз основа на което е определена преференциалната цена за тази група производители в размер на 132,71 лв./MWh, без ДДС. След отмяната на т. 2 от Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. за КЕВР отново възниква задължение за установяване на стойностите на НСП за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

Преференциалната цена за ВтЕЦ, работещи над 2 250 часа е формирана въз основа на конкретните ценообразуващи елементи, посочени по-горе в част I от настоящото решение. Тези ценообразуващи елементи са изчислени чрез изчислителен ценови модел - таблица във формат Excel, отразяваща начина на образуване на цената съгласно нормите на приложимото законодателство, съставена от свързани таблици с посочени изходни данни и конкретните

стойности, с формули и връзки между тях, формирали ценообразуващите елементи, въз основа на които е изчислена преференциалната цена, включително заложеното за производство количество електрическа енергия.

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

Към момента на приемане на отмененото Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., а и към настоящия момент, в ЗЕВИ липсва законова дефиниция на понятието „средногодишно производство на електрическа енергия“. В тази връзка следва да се има предвид, че по отношение на понятията средногодишна производителност и средногодишна продължителност на работа е от значение изменението на разпоредбата на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 109 от 2013 г., в сила от 01.01.2014 г.), с което е създадено задължение за обществения доставчик, съответно за крайните снабдители, да изкупуват произведената електрическа енергия от ВИ по преференциална цена, за количествата електрическа енергия до размера на определената средногодишна продължителност на работа, съгласно решението на КЕВР за определяне на цена на конкретната група производители, като законодателят не е въвел легална дефиниция на понятието „средногодишна продължителност на работа“. До влизането в сила на посочените изменения на ЗЕВИ, в диспозитива на решенията на Комисията за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от ВИ, не е посочвана средногодишната продължителност на работа на инсталацията, за която се отнася съответната преференциална цена, като тя фигурира единствено като елемент при изчисляването на цената. Един от критериите, които се отчитат при определянето на преференциалните цени и ценообразуващите елементи, е производителността на инсталацията според вида на технологията и използваните ресурси, съответно наличния ресурс на първичния енергиен източник. С оглед изложеното, при определянето на преференциалните цени, в своите решения КЕВР е отчитала като елемент средногодишната продължителност на работа на съответните групи производители във връзка с останалите нормативно установени елементи на ценообразуването. Определянето на елемента средногодишна производителност на работа е във връзка с техническите и икономическите параметри, които оказват влияние при формирането на преференциалните цени на електрическата енергия. В тази връзка, при изчисляването на всички преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, регулаторната практика на Комисията през годините е била да отчита наличния ресурс на първичния енергиен източник и съответно специфичното производство на електрическа енергия от 1 kW мощност на обекта, което обуславя определянето на средногодишната продължителност на работа в решенията за преференциални цени на електрическата енергия от ВИ въз основа на данни за пълните ефективни часове на работа на инсталацията, т.е. часовете на работа при съответната гарантирана мощност на инсталацията за отделните години на експлоатация. Количествата нетна енергия представляват произведение на средногодишната продължителност на работа и мощността на отделната централа, след приспадане на собствените нужди. Изложените по-горе аргументи се съдържат в становище относно регулаторната практика при определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, прието от КЕВР с решение по Протокол № 82 от 11.05.2015 г., т. 9, видно от което в решенията на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, размерът на средногодишната продължителност на работа е определен като пълни ефективни часове (часове на работа при близка до номиналната мощност).

В част I от настоящото решение са посочени основните фактори, определящи нивото на цените на електрическата енергия, произведена от ветрови генератори, а именно: размерът

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

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

При определяне на цената на електрическата енергия произведена от ВтЕЦ работещи над 2 250 часа в част I от настоящото решение подробно са посочени ценообразуващите елементи, формиращи преференциалната цена на тези централи, групирани съобразно предвидените законови критерии. Полезният технико-икономически живот на активите е определен на 15 години. В част I, т. 6 от настоящото решение е посочено, че средно годишната продължителност на работа на централата е 2300 часа или годишна ангажираност - 26,26%, т.е. 2300 часа/8760 часа годишно. Поради това, средногодишното брутно производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност е 2300 kWh.

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

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

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

Енергията за собствени нужди за съответната група централи представлява количествата енергия за покриване на технологичните нужди на централите и е заложена като % (процент) от брутното производство на електрическа енергия от различните видове централи - фотоволтаични, вятърни, водноелектрически и от биомаса. Процентът собствени нужди е приложим спрямо съответната група производители и се определя въз основа на данните, които КЕВР събира служебно във връзка с изчисляване на инвестиционните и

експлоатационни разходи на централите съобразно вида на технологията и нейните специфични технически показатели, при определяне на преференциалните цени през годините. Енергията за собствени нужди представлява част от средногодишното производство на електрическа енергия, т.е. по същността си се съдържа в него. В този смисъл данни за този компонент също се извличат от ценовите решения и съответните ценообразуващи елементи на определената преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия от ВИ, по групи производители.

Собствените нужди на групата производители на електрическа енергия от ВтЕЦ, работещи над 2 250 часа са заложи при определяне на преференциалната цена в част I от настоящото решение и са в размер на 7% от средногодишното количество произведена електрическа енергия от тези централи, която КЕВР е преценила, че е необходима при работата на този вид централи за захранване на съоръженията и инсталациите им. Следователно, собствените нужди са част от количествата електрическа енергия, произведена при посочената в част I, т. 6 от настоящото решение средногодишна продължителност на работа, съответно производителност на този вид централи. Този размер на собствените нужди е в съответствие с предвидената 26,26% годишна ангажираност на работа и специфичните особености по отношение на режима на работа и часовата натовареност през годината за такъв тип централи, предвид основния фактор в сектора – характер на природния ресурс. Специфичният климат и климатични особености в България през годината формират рамката по отношение на работата на ВтЕЦ в България, с която всеки инвеститор е запознат при инвестиране и изграждане на съоръжения от такъв тип. В същото време, нивото на собствените нужди на групата централи в конкретния случай се определя за определената мощност от 33 MW в рамките на групата вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа. В този смисъл определените 7% собствени нужди от годишното производство 75 900 MWh, или 5 313 MWh е технически параметър, пряко свързан с определената цена и представлява референтна стойност за конкретните инсталации.

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

№	Показатели	Мярка	През първата година-2012	общо за периода на изкупуване
1	НЕТНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	MWh	70 587,00	847 044,00
2	ОБЩО РАЗХОДИ	хил.лв.	6 217,67	76 951,41
	за експлоатационни	хил.лв.	1 656,67	22 219,46
	за амортизации	хил.лв.	4 561,00	54 731,95
3	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	хил.лв.	4 484,27	32 759,93
4	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил.лв.	10 701,94	109 711,34
5	NPV НА КОЛИЧЕСТВАТА	7,00%	70 587,00	599 895,93
6	NPV НА ПРИХОДИТЕ		10 701,94	79 614,27
	NPV НА експлоатационните		1 656,67	15 488,82
	NPV НА амортизацияите		4 561,00	38 762,42
	NPV НА възвръщаемостта		4 484,27	25 363,03
7	ЦЕНА	лв./MWh	132,71	132,71

Видно от горното, преференциалната цена за вятърни електрически централи

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

Заложените стойности в ценовия модел през първата година отразяват нетна електрическа енергия в размер на 70 587 MWh след приспаднати собствени нужди в размер на 7% или 5 313 MWh. Общо за периода на изкупуване на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа, количествата електрическа енергия са в общ размер на 847 044 MWh и отразяват осреднен режим на работа на централата. Поради това, преференциалната цена от 132,71 лв./MWh е формирана като резултат от дисконтирани необходими годишни приходи в размер на 79 614,27 хил. лв., разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 599 895,93 MWh, изчислени при дисконтов фактор, равен на нормата на възвръщаемост (НВ) в размер на 7,00%.

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

- **33 MW** - номинална мощност на вятърна електрическа централа, намираща се в групата на вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа;
- **2300 часа** - продължителност от време на номинална работа на инсталацията;
- **26,26%** = 2 300 часа/8 760 часа - коефициент на ангажираност;
- **75 900 MWh = 33 MW*2 300** – брутно произведена електрическа енергия за година
- Ебр;
- **7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **5 313 MWh = 75 900 MWh*7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **70 587 MWh = 75 900 MWh – 5 313 MWh** - нетна електрическа енергия за година;
- **2 139 kWh = 70 587 MWh/33 MW** - нетно специфично производство.

В тази връзка и след преглед на ценообразуващите елементи, въз основа на които е определена преференциалната цена за вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа, се установи нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2 139 kWh, при средногодишна производителност на работа 2 300 kWh/kW и след приспаднати собствени нужди в размер на 7,00% или 5 313 MWh.

Горното се потвърждава от ценообразуващите елементи и съответните им изходни данни, които по аргументите, изложени по-горе, са с единствени конкретни стойности, които се онагледяват от изчислителния ценови модел към групата вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа. Преференциалната цена от 132,71 лв./MWh, без ДДС е определена при инсталирана мощност 33 MW, средногодишна продължителност на работа в размер 2 300 часа, годишна ангажираност 26,26%, при размер собствени нужди – 7% или 5 313 MWh от брутното годишно производство 75 900 MWh.

Установеното нетно специфично количество електрическа енергия, т.е нетното производство от 1 kW инсталирана мощност в размер на 2 139 kWh е взето предвид при определяне на преференциалната цена в част I от настоящото решение, която покрива разходите за изграждането и оперирането на централите с тази технология и осигурява заложената в решението възвръщаемост. Стойността на НСП позволява на съответния производител от тази група производители на електрическа енергия от ВИ да формира такъв размер необходими годишни приходи, при който да се обезпечат всички разходи, нужни за покриване на произведените количества нетна електрическа енергия, които от своя страна представляват произведение на пълните ефективни часове на работа и мощността на

съответната централа, с приспаднати собствените нужди.

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

Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че считано от 01.07.2012 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа, следва да бъде определена в размер на 132,71 лв./MWh, без ДДС, Също така, предвид факта, че 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., считано от 31.07.2015 г., следва да бъде установен размерът на нетното специфично производство на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа, а именно: 2 139 kWh/kW.

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 № 7642 от 08.08.2022 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4620 от 2021 г., предлагаме Комисията да обсъди и приеме следните решения:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

1. Определя, считано от 01.07.2012 г., преференциална цена на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа, в размер на 132,71 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 2 139 kWh/kW.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София-град в 14-дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА