



РЕШЕНИЕ

№ Ц-18

от 18.06.2021 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 18.06.2021 г., 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.

„Храбово 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

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

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 ВЯЕЦ 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 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.

²https://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

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

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

⁷https://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

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 производствен 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 закупуване 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 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

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)

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 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, 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 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 2013 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, 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, 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, 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 брутно 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 собствени 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 снабдителите, 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.

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

Р Е Ш И:

- 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.**

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА