



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

Комисия за енергийно  
и водно регулиране



## **РЕШЕНИЕ**

**№ Ц-27**

**от 01.07.2020 г.**

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 01.07.2020 г., след като разгледа данните и документите, свързани определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW, установи следното:**

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност, по-малка от 1 MW - чл. 6, т. 1 във връзка с чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Според § 54 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 17 от 2015 г., част от насърченията за производство на електрическа енергия от ВИ, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от ВИ, които са въведени в експлоатация след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ – 06.03.2015 г., с изключение на обектите по чл. 24, т. 1 и 3 от ЗЕВИ. В тази връзка по силата на §20 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 56 от 2015 г., преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от ВИ по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, които са въведени в експлоатация след 1 януари 2016 г.

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата. Съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на

суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от ВИ, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 86 от ЗЕ, КЕВР определя ежегодно в срок до 30 юни премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW.

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

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

Със Заповед № 3-Е-55 от 14.04.2020 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-422 от 22.05.2020 г., който е приет от Комисията с решение по т. 1 от Протокол № 112 от 29.05.2020 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW. В изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 08.06.2020 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

**1. Становище** с вх. № Е-12-00-312 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД, вх. № Е-12-00-313 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, вх. № Е-12-00-314 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, вх. № Е-12-00-315 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД и вх. № Е-12-00-316 от 01.06.2020 г. от „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД:

Горните дружества посочват, че съгласно § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. и § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., КЕВР определя премия за електрическа енергия произведена от ВИ производители. В тази връзка, КЕВР определя прогнозни пазарни цени на електрическата енергия за регулаторния период, продавана на свободен пазар чрез платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД). При определяне размера на пазарните цени за период от една година, КЕВР следва да анализира пазарните тенденции, като отчита всички фактори, водещи до изменение на борсовите цени, както и цените за минали периоди.

Дружествата заявяват, че при извършване на този анализ следва да бъде отчетено влиянието на пандемията с COVID-19 и въведеното извънредно положение с редица ограничаващи протиепидемиологични мерки. Посочват, също, че самите мерки в страната директно и индиректно са принудили почти целия индустриален сектор да преустанови дейност. Твърдят, че всеобщата криза породена от пандемията е засегнала силно, както големите индустриални предприятия, чиито възложители са международни компании и концерни, така и много от дребния и среден бизнес, които са основни потребители на електроенергия на свободния пазар. Преустановяването на дейността на почти целия индустриален сектор е довело до, изместване на потреблението от свободен към регулиран пазар, което неминуемо се отразило на цената на електрическата енергия търгувана на БНЕБ ЕАД. От горните дружества посочват, че цената на електрическата енергия на пазара „ден-напред“ се е понижила драстично, и постигнатите среднопретеглени цени на пазар „ден-напред“ на производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия за месец март 2020 г. е била в размер на 51,90 лв., за месец април 2020 г. – 40,12 лв., и за месец май 2020 – 39,69 лв. В тази връзка се твърди, че според големите държавни предприятия цената на електрическата енергия ще продължи да бъде ниска. Производителите обръщат внимание също, че на последните търгове организирани от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД на централизиран пазар за двустранни договори на БНЕБ ЕАД, на 29.05.2020 г. за периода 01.06.2020 - 30.06.2020 г. общо за 216 000 MWh при цена от едва 63,60 лв./MWh, и на 01.06.2020 търг за продажба на общо 160 080 MWh за периода 08.06.2020 - 30.06.2020 при цена от 60,50 лв./MWh, като посочват още, че ситуацията в електроенергийните пазари на другите страни-членки на ЕС е сходна.

Във връзка с гореизложеното, дружествата считат за необоснован размерът от 94,96 лв./MWh на предложената средно претеглена референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.. В тази връзка посочват, че така определената средно претеглена референтна пазарна цена, не отчита настоящите икономически реалности и не може да се определи като „пазарна“. Според дружествата, не са налице индикации, че търсенето на електрическа енергия ще се увеличи до степен, която да обоснове такава висока средна цена. В допълнение горните дружества считат за недопустимо използването на данни от календарната 2019-та година, предвид наличието на данните за единадесет от дванадесетте месеца на предходния регулаторен период, които отразяват по-адекватно тенденциите за цените на електрическата енергия.

Според дружествата, производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия не достигат референтната цена от 96,35 лв./MWh по Решение Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР, поради което понасят загуба от почти 10 лв./MWh.

В обобщение дружествата посочват, че прогнозната пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. следва да бъде не повече от 80,00 лв./MWh и определянето на изкуствено завишена референтна цена, респ. изкуствено занижен размер на дължимата премия, ще постави под сериозен натиск всички производители на енергия от ВИ и ще внесе несигурност в системата. Това, от своя страна според дружествата може да рефлектира и върху търговските банки, кредитори на производителите на енергия от ВИ и би било в противоречие с целта и концепцията на възстановителния фонд „ЕС в следващото поколение“ на Европейската комисия.

**Комисията приема горното становище за неоснователно.** КЕВР определя прогнозна пазарна цена за базов товар за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., като отчита българските фючърси на EEX<sup>1</sup> (European Energy Exchange), които обаче поради недостатъчна ликвидност следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX<sup>2</sup>. Действително, предвид обявеното извънредно положение, цените през последното тримесечие са изключително ниски, но цитираните в становището на дружествата търгове, организирани от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД на централизиран пазар за двустранни договори на БНЕБ ЕАД, са относими към период, различен от регулаторния. Междувременно обаче, на посочената платформа са проведени търгове за второто полугодие на 2020 г., като постигнатите цени са изключително близки до цените за фючърсите за този период, както е видно от мотивите към решението изложени по-долу. По отношение на посочената от горните дружества прогнозна цена на електрическата енергия, произведена от слънчева енергия в размер на 80,00 лв./MWh, следва да се има предвид, че дружествата не са представили доказателства за начина на нейното формиране и за съответствието на изчисленията с Раздел IIIа от НРЦЕЕ.

**2. Становище с вх. № Е-04-40-5 от 05.06.2020 г. и с вх. № Е-04-40-6 от 22.06.2020 г. от Асоциация „Хидроенергия“ (Асоциацията, АХ):**

Асоциацията посочва, че при определянето на прогнозна пазарна цена (ППЦ) за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW в размер на – 90,95 лв./MWh, не са взети предвид цените на пазарен сегмент „ден-напред“ на „Българската независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за периода януари – май 2020 г..

Според Асоциацията цените за посочения период остават по-ниски от прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. от 45,00 лв./MWh. По тази причина, асоциация „Хидроенергия“ настоява при определянето на ППЦ да бъде включен и периода от началото на 2020 г., като се вземе предвид извънредната ситуация с пандемията COVID-19 и негативните последици от нея върху електроенергийния пазар.

Асоциация „Хидроенергия“ посочва, че е извършила симулация с участието на над 90% от инсталираните мощности в рамките на асоциацията, предвид получените резултати считат, че предвижданата нова ППЦ за ВЕЦ е непостижима при настоящите реалности и ще доведе до драстични загуби, и до влошаване на финансовото състояние на дружествата от сектора.

От Асоциацията посочват, че резултатите обхващат периода 01.07.2019 г. – 31.05.2020 г. и показват, че постиганите цени на платформите на БНЕБ ЕАД, спрямо цената на базов товар са по-ниски от средните стойности, които КЕВР използва при определянето на ППЦ. В допълнение от Асоциация „Хидроенергия“ посочват, че това е в резултат на извършената симулация за нуждите на определяне на ППЦ за ВЕЦ с участието на „БАД Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „Енерго Про България“ ЕАД (чрез ВЕЦ Петрохан) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители. Също така от Асоциация „Хидроенергия“ считат, че производителите с ВЕЦ, избрани от Комисията и които участват в симулацията, не представляват обективна извадка за групата на първичния енергиен източник – водна енергия, поради техническите особености на различните типове ВЕЦ. АХ заявява, че централите на „БАД Гранитоид“ и на „Енерго-Про България“ ЕАД са със сезонни и дневни изравнители, което позволява производство на пикова енергия, а това води до „изкривяване“ на симулацията при изчисляването на среднопретеглената цена за пазарен сегмент „ден-напред“. Според Асоциацията в потвърждение на необективните резултати е и

<sup>1</sup> <http://www.eex.com>

<sup>2</sup> <https://hudex.hu>

факта, че ВЕЦ „Козлодуй“ ЕАД използва остатъчния енергиен ресурс на отработената вода на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, което позволява производството на изцяло базова енергия, независимо от сезонността, а това води до прогнозируеми обеми на производство, което предоставя допълнителни предимства и възможности за максимално изгодни условия за търговия.

Във връзка с гореизложеното, според АХ е определен групов коефициент значително по-висок от реално постиганият от сектора и съответно ще намали премията за всички ВЕЦ в групата. В тази връзка от Асоциацията предлагат симулацията да бъде извършена с участието на по-широк кръг производители, притежаващи централи с различен профил на производство, както и да бъдат включени цените на БНЕБ ЕАД за периода януари - май 2020 г. С цел максимална обективност, от АХ предлагат симулацията да бъде извършвана с производители, сумата от чиято инсталирана мощност представлява не по-малко от 30 на сто от инсталираната мощност на съответна група, вместо анализираният от Комисията приблизително 12%, както и да бъдат включени производители с инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW, които съгласно последните изменения в закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ - 954-01-43 от 19.06 2019 г), осъществяват сделки на организиран борсов пазар.

От Асоциация „Хидроенергия“ обръщат внимание към ценовите тенденции на фючърните сделки, които Комисията ползва при определяне на ППЦ като подчертават, че към настоящия момент все още нямат достъп до финансови продукти през платформите на БНЕБ ЕАД, които да позволят да се възползват от фючърни сделки на съседни пазари, с цел да оптимизират управлението на риска. Според Асоциацията, остава неясно какво налага в настоящия проект на решение нивата на фючърните сделки да не отчитат преките разходи за производителите, в случаите, когато те търгуват извън рамките на страната, спрямо миналогодишното решение на Комисията от 01.07.2019 г., където постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърните сделки на унгарската борса, намалени с около 9-10 евро/MWh, които включват разходи за капацитети и печалба.

Според Асоциацията прекалено високото предлагане и драстично намаленото търсене в последните месеци би следвало да наложат диверсифициран подход при определяне на ППЦ, който да отчита необичайно голямата разлика между покупната и продажната цена на пазар „ден-напред“ и фючърните пазари. В допълнение Асоциация „Хидроенергия“ заявява, че в потвърждение на задълбочаването на основните проблеми на българския електроенергиен пазар е ниската ликвидност и висока ценова волатилност, което показва неуспешната реализация на предлаганата от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД базова енергия в рамките на периода 29.05 - 05.06.2020 г. От Асоциация „Хидроенергия“ посочват още, че първоначално обявената продажна цена от 63,60 лв./MWh за предлаганите 300 MW енергия, е била намалена с почти 10%, но поради намаленото потребление на стопанските потребители от една страна и свръх предлагането, от друга страна, 259 MW все още остават нереализирани.

Асоциация „Хидроенергия“ заявява, че като производители на възобновяема енергия от ВЕЦ са зависими в най-висока степен от пазарната цена, поради факта, че получават най-ниска премия в сравнение с останалите производствени технологии, което ги прави и основните потърпевши от ниските цени през последните месеци. От Асоциацията изтъкват, че това е още една причина да настояват за преразглеждане на определените от Комисията прогнозни пазарни цени като считат, че при определянето на груповите коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „ден-напред“ и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на същия пазарен сегмент, следва да се осредняват стойностите за по-дълъг времеви период, а не да се вземат предвид единствено показателите от последната година. Според Асоциация „Хидроенергия“ това искане е провокирано и от необходимостта да бъде отчетена изключителната динамика и сериозните отклонения на хидрологията за всяка отделна година, които значително влияят на годишното помесечно разпределение на произведената електрическа енергия от ВЕЦ. В резултат на това в становището си АХ посочва, че в определени години ВЕЦ работят в условия на силно намалени водни количества, което според тях е предпоставка за

изкривяване на резултатите. В допълнение от Асоциацията считат, че отклонението на прогнозната от пазарната цена ще засегне най-силно водния сектор, тъй като ВЕЦ осигуряват възобновяема енергия с най-ниска цена, респективно делът на компонентата от цената, получавана от свободния пазар, ще бъде най-висок.

**Комисията приема горното становище за неоснователно.** По отношение на искането на Асоциация „Хидроенергия“ да бъде включен и периода от началото на 2020 г., като се вземе предвид извънредната ситуация с пандемията COVID-19 и негативните последици от нея върху електроенергийния пазар, КЕВР счита, че това предложение противоречи на изискванията на чл. 37б от НРЦЕЕ, съгласно който Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. Периодът от 01.01.2020 г. ще бъде използван при определяне на груповите коефициенти за регулаторният период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Относно твърдението на Асоциация „Хидроенергия“, че производителите с ВЕЦ, избрани от Комисията и които участват в симулацията, не представляват обективна извадка за групата на първичния енергиен източник следва да се отбележи, че тази група производители е избрана в съответствие на чл. 37б ал. 4 от НРЦЕЕ, като същата е използвана при симулациите през предходните два регулаторни периода, когато не са постъпвали възражения по отношение на обективността на извадката, и с оглед спазването на принципите за последователност, проследимост, прозрачност и недискриминационно отношение е коректно да се запазят.

По отношение на твърденията на Асоциация „Хидроенергия“, че към настоящия момент все още нямат достъп до финансови продукти през платформите на БНЕБ ЕАД, които да позволят да се възползват от фючърсни сделки на съседни пазари, с цел да оптимизират управлението на риска, Комисията счита, че не съществуват пречки пред производителите да се възползват от предлаганите на ЕЕХ такива за българският пазар, както и на HUDEX за унгарският такъв, на който постигнатите цени са изключително близки до тези на БНЕБ ЕАД.

Относно възражението на Асоциацията, че нивата на фючърсните сделки не отчитат преките разходи на производителите, в случаите, когато те търгуват извън рамките на страната, спрямо миналогодишното решение на Комисията от 01.07.2019 г., където постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети и печалба, следва да се отбележи, че за разлика от първата половина на 2019 г., когато интересът за износ на електрическа енергия беше изключително голям, цените на преносната способност на българска граница достигаха нива от дори над 10 €/MWh. Допълнителен натиск върху цените на електрическата енергия в посока надолу оказваше и дължимите от износителите цени за пренос и достъп до електропреносната мрежа, което задължение отпадна от 01.07.2019 г., но към онзи момент все още не беше възможно да се направи реална оценка на влиянието му върху ценовите тенденции. Към настоящия момент цените на годишните капацитети на сръбско-българската и румънско-българската граница са около 1 €/MWh. Следва да се има предвид, че през предходния регулаторен период цената на електрическата енергия е напълно съотносима с тази в региона (Румъния и Унгария), като дори от началото на годината цените на сегмента „ден напред“ на БНЕБ ЕАД са по-високи от тези на регионалните борсови пазари. С очакваното обединение на българският пазар „ден напред“ с тези на пазарните зони от 4ММС (Румъния, Унгария, Чехия и Словакия), практически цените в България ще са равни или много близки до цените в Румъния и Унгария, като преносна способност за търгуваната на пазар „ден напред“ няма да се заплаща. Тенденциите българският пазар да е най-евтин в региона се обърнаха, в резултат на обединението на пазарите „в рамките на деня“ и ограниченото предлагане на електрическа енергия от „ТЕЦ

**3. Становище** с писма с вх. № Е-12-00-335 от 11.06.2020 г. от „Еко Инвест 1“ ООД, с вх. № Е-12-00-334 от 11.06.2020 г. от „Еко Мед 5“ ООД, с вх. № Е-12-00-333 от 11.06.2020 г. от „Ем Ес Транс“ ООД и с вх. № Е-12-00-336 от 11.06.2020 г. от „Риц 1“ ООД, като в становища си дружествата посочват, че по отношение на предложената прогнозна пазарна за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., съгласно § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. и § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г., КЕВР определя premia за електрическа енергия произведена от ВИ производители. С оглед изпълнение на тази законова разпоредба, КЕВР определя прогнозни пазарни цени на електрическата енергия за регулаторния период, продавана на свободен пазар чрез платформите на БНЕБ ЕАД. При определяне размера на пазарните цени за период от една година, КЕВР следва да анализира пазарните тенденции, като отчита всички фактори, водещи до изменение на борсовите цени, както и цените за минали периоди.

От групата ВтЕЦ заявяват, че при извършване на този анализ, следва да се отчете влиянието на пандемията с COVID-19 и въведеното извънредно положение с редица ограничаващи противоепидемиологични мерки. От групата ВтЕЦ посочват, че самите мерки в страната директно и индиректно са принудили почти целия индустриален сектор да преустанови дейност. В допълнение посочват, че всеобщата криза породена от пандемията е засегнала силно, както големите индустриални предприятия, чиито възложители са международни компании и концерни, така и много от дребния и среден бизнес, които са основни потребители на електроенергия на свободния пазар. Преустановяването на дейността на почти целия индустриален сектор е довело до изместване на потреблението от свободен към регулиран пазар, което неминуемо се отразило на цената на електрическата енергия търгувана на БНЕБ ЕАД. От групата ВтЕЦ посочват, че цената на електрическата енергия на пазара „ден-напред“ се е понижила драстично, което неминуемо е рефлектирало върху търговците и производителите на електрическа енергия. Достигнатите среднопретеглени цени на пазар „ден-напред“ на производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия за месец март 2020 г. е била в размер на 53,71 лв., за месец април 2020 г. – 41,74 лв., и за месец май 2020 – 43,08 лв. От групата ВтЕЦ посочват още, че и големите държавни предприятия считат, че цената на електрическата енергия ще продължи да бъде ниска. В тази връзка, от групата ВтЕЦ обръщат внимание на последните търгове организирани от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД на централизиран пазар за двустранни договори на БНЕБ ЕАД, на 29.05.2020 г. за периода 01.06.2020 - 30.06.2020 г. общо за 216 000 MWh при цена от едва 63,60 лв./MWh, и на 01.06.2020 търг за продажба на общо 160 080 MWh за периода 08.06.2020 - 30.06.2020 при цена от 60,50 лв./MWh, като посочват още, че ситуацията в електроенергийните пазари на другите страни-членки на ЕС е сходна.

Във връзка с гореизложеното, от групата ВтЕЦ заявяват, че е необосновано предложението на КЕВР за определяне размера на средно претеглена референтна пазарна цена за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. от 83,45 лв./MWh. Според групата ВтЕЦ, няма никакви индикации, че търсенето на електрическа енергия ще се увеличи до степен, която да обоснове толкова висока средна цена, напротив, тенденциите от последните месеци са за значително понижение на цените. Също така от групата ВтЕЦ считат за недопустимо, че в проекта на решение за определяне на прогнозната годишна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., публикуван на 29.05.2020 г., Комисията използва данни от календарната 2019-та година, а не от почти вече изминалия регулаторен период 01.07.2019 – 30.06.2020 г., като посочват още, че към момента са налични данните за единадесет от дванадесетте месеца на предходния регулаторен период, които отразяват по-адекватно тенденциите за цените на електрическата енергия.

Според групата ВтЕЦ, производителите на електрическа енергия, произведена от вятър не достигат заложената с решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР за настоящия регулаторен период референтна цена от 84,15 лв./MWh и понесят загуба от почти 10

лв./MWh.

От групата ВТЕЦ заявяват, че така определената средно претеглена референтна пазарна цена, не отчита настоящите икономически реалности и не може да се определи като „пазарна“.

Групата ВТЕЦ посочва, че прогнозна пазарна цена за производители на електрическа енергия, произведена от слънце за регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. следва да бъде не повече от 76,00 лв./MWh.

**Комисията приема горното становище за неоснователно. Аргументи са изложени по-горе.**

**4. Становище** с писма с вх. № Е-12-00-343 от 11.06.2020 г. от „Агророруд“ ЕООД, с вх. № Е-13-183-3 от 11.06.2020 г. от „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД, с вх. № Е-13-126-5 от 11.06.2020 г. от „АСМ-БГ Инвестиции“ АД, с вх. № Е-12-00-342 от 11.06.2020 г. от „Биомет Солар Пчеларово“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-346 от 11.06.2020 г. от „Гисолар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-344 от 11.06.2020 г. от „Грийн Енерджи Парк“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-345 от 11.06.2020 г. от „Еко Уъркс“ ЕООД, с вх. № Е-13-101-4 от 11.06.2020 г. от „Рес Технолъджи“ АД, с вх. № Е-12-00-337 от 11.06.2020 г. от „Солар Груп Системс“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-338 от 11.06.2020 г. от „Солар Р1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-339 от 11.06.2020 г. от „Солар Рас“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-341 от 11.06.2020 г. от „Сън Енерджи Кула 1“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-340 от 11.06.2020 г. от „Сънфлауър-Угърчин“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-359 от 17.06.2020 г. от „СП02“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-360 от 17.06.2020 г. от „Инниммо Солар“ ЕАД, с вх. № Е-12-00-361 от 17.06.2020 г. от „Солар 11“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-362 от 17.06.2020 г. от „Феникс Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-363 от 17.06.2020 г. от „Вълчин Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-364 от 17.06.2020 г. от „Ханово 1 Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-365 от 17.06.2020 г. от „Джей Би Солар“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-366 от 17.06.2020 г. от „Смолник Енерджи“ ЕООД, с вх. № Е-12-00-367 от 17.06.2020 г. от „Солар Проджектс“ ЕАД и с вх. № Е-12-00-375 от 17.06.2020 г. от „Чарган Солар Плант“ ЕООД, като в гореизброените становища дружествата посочват, че по отношение на предложената прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. и по-конкретно за ФТЕЦ следва да се има предвид, че са понесени значителни загуби от референтната цена по Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР в размер на 96,35 лв./MWh, предвид извънредното положение и кризата с COVID-19, когато голяма част от контрагентите по договорите за изкупуване на електрическа енергия, са прекратили договорите си и от това са последвали допълнителни вреди. Според дружествата в Проекта на решение не е засегнато и не са анализирани резултатите от действието на Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР, като считат за необходимо да бъде увеличен размера на премиите за фотоволтаичните производители за предстоящия регулаторен период.

В допълнение от дружествата заявяват, че прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. следва да бъде определена в размер по-нисък от 90,00 лв./MWh и близка до нивата на фючърсите за трето тримесечие на 2020 г., а именно: 88,62 лв./MWh. По отношение на данните за средна цена за базов товар на пазара „ден-напред“ на БНЕБ ЕАД и на постигната среднопретеглена цена при симулацията, според дружествата следва да се вземат предвид и данните за месец май 2020 г., в резултат на което груповия коефициент ще бъде близък до 1 (единица).

В становищата се посочва, още че при прилагането на по-прецизна методология при изчисляването на прогнозната пазарна цена за производителите на слънчева енергия, референтната цена следва да бъде от порядъка на 84-86 лв./MWh.

От дружествата заявяват, че това са постигнатите пазарни нива при проведен конкурс сред пет от водещите търговци на електрическа енергия относно изкупуването на произведената електрическа енергия за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. Според дружествата в случай, че референтната цена от 94,96 лв./MWh се запази, за новия



регулаторен период дружествата ще реализират губи от по 10 лв./MWh. Според дружествата чрез референтната цена следва да бъде гарантирано на производителите получаването на плащания, които да са равни на тези по старата преференциална цена.

Според дружествата, КЕВР следва да определи по-ниска прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия от 94,96 лв./MWh, която е посочена в проекта на решение.

**Комисията приема горното възражение за неоснователно.** По отношение на искането на производителите на електрическа енергия от слънчева енергия за анализ на действието на Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР и по-специално постигнатите по-ниски цени през периода на действие на извънредното положение в резултат, на което премиите им да се увеличат, Комисията счита, че подобна компенсация е недопустима, предвид липсата на нормативно основание същата да бъде извършена. Премиите за следващия регулаторен период са увеличени в резултат на постигнатият по-нисък коефициент по чл. 37б от НРЦЕЕ, съгласно който Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година (в случая 2019 г.). Периодът от 01.01.2020 г. ще бъде използван при определяне на груповите коефициенти за регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

По отношение на искането прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. да бъде определена в размер по-нисък от 90,00 лв./MWh и близка до нивата на фючърсите за трето тримесечие на 2020 г., а именно: 88,62 лв./MWh, Комисията счита, че е недопустимо при определянето на годишна ППЦ, да се използват единствено фючърси за трето тримесечие, като се игнорират двете тримесечия, които се характеризират с най-високи цени, а именно първо и четвърто.

Относно предложението данните за средна цена за базов товар на пазара „ден-напред“ на БНЕБ ЕАД и на постигнатата среднопретеглена цена при симулацията, да се вземат предвид и данните за месец май 2020 г., следва да се отбележи, че това предложение противоречи на изискванията на чл. 37б от НРЦЕЕ, съгласно който Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година.

По отношение на постигнатите нива при проведен конкурс сред пет от водещите търговци на електрическа енергия, относно изкупуването на произведената електрическа енергия от ФЕЦ за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., Комисията не може да приеме подобна информация за представителна, тъй като подобен търг липсва на платформите на БНЕБ ЕАД, в КЕВР липсва информация относно условията на конкурса, не е ясно включени ли са разходи за балансиране на търговеца и допълнителни услуги в предложената цена и т.н.

**5. Становище с вх. № Е-04-29-3 от 18.06.2020 г. от Българска ветроенергийна асоциация (БГВЕА, Асоциацията):**

БГВЕА счита определената в проекта на решение прогнозна пазарна цена („ППЦ“) за базов товар от 90,00 лв./MWh за необосновано висока и настоява за преразглеждането ѝ.

Според Асоциацията, съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредба 1, Наредбата) Комисията определя ППЦ за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси. Според БГВЕА към настоящия момент сделките на централизирания пазар на двустранни договори на Българска независима електроенергийна борса ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., са недостатъчни като товар (118 MW) и брой, за да бъдат референтни. От Асоциацията посочват, че на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са проведени търгове с период на

доставка, съвпадащ с регулаторния такъв. БГВЕА заявява, че от началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 8 търга, които частично съвпадат с различни периоди от следващия регулаторен период. БГВЕА счита, че поради гореизложените аргументи, сделките на БНЕБ ЕАД не могат да бъдат използвани като представителна извадка за определяне на прогнозната пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г.

От Българска ветроенергийна асоциация, посочват че за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX (European Energy Exchange), където почти няма реализирани сделки за българския пазар и посочените цени са изчислени не на база реални сделки, а е приложена определена методология, което според тях ги прави необективни и неприложими за определяне на прогнозна пазарна цена за базов товар на БНЕБ ЕАД. В допълнение посочват още, че Комисията съпоставя тези цени с фючърсите на румънския и унгарския пазар на EEX и с цените на фючърсните сделки на HUDEX, като посочват, че средната цена за тези фючърсни сделки е около 90,00 лв./MWh. От БГВЕА считат, че за да бъдат относими цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX за регионалните пазари към търгуваните на българската борса продукти, те следва да бъдат намалени с разходи за капацитет и печалба, от порядъка на 9-10 евро/MWh, по аналогия на подхода възприет от КЕВР в предходното решение относно настоящия ценови период (решение № Ц-17 от 01.07.2019 г.). Според БГВЕА, така определената ППЦ за базов товар е значително по-ниска от 90,00 лв./MWh, като посочват още, че настоящата прогнозна пазарна цена от 89,00 лв./MWh (за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.) е изчислена на база на цени на фючърсите с около 10 евро по-високи от тези за следващия ценови период. Според БГВЕА в настоящия проект на решение Комисията предлага по-висока прогнозна пазарна цена в размер на 90,00 лв./MWh при цени на фючърсите с 20,00 лв./MWh по-ниски от предходните. БГВЕА настоява Комисията да преразгледа предложената ППЦ за базов товар, като отчете изложените от тях по-горе аргументи, приложи последователен подход с този от предходните периоди и отчете реалната динамика на пазар на електроенергия.

От Асоциацията заявяват, че ППЦ за базов товар е важен елемент, който дава пряко отражение върху целия пазар на електрическа енергия, тъй като въз основа на нея се определят премиите за отделните производители за следващия годишен период. В допълнение посочват, че тя е ключов елемент, като очакванията на производителите са ППЦ да даде гаранция и предвидимост на приходите на вятърните централи. В този смисъл от БГВЕА настояват КЕВР да вземе предвид горепосочените аргументи, както и актуалните пазарни тенденции, и да преразгледа определената ППЦ за производители на електрическа енергия от вятър.

**Комисията приема възражението на БГВЕА за неоснователно.** При определянето на ППЦ за базов товар в приетия доклад за утвърждаване на цени КЕВР вече е отчела част от изложените от Асоциацията аргументи, а именно че сключените сделки и постигнатите цени на платформа „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не могат да бъдат считани за референтни за определяне на ППЦ за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Междувременно обаче, на тази платформа са проведени търгове за второто полугодие на 2020 г., като постигнатите цени са изключително близки до цените за фючърсите за този период.

Твърдението, че Комисията пренебрегва факта, че за да бъдат относими цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX за регионалните пазари към търгуваните на българската борса продукти, те следва да бъдат намалени с разходи за капацитет и печалба или с 9-10 €/MWh, е неправилно, предвид изложеното по-долу и аргументите изложени по-горе от КЕВР по възражението на Асоциация „Хидроенергия“.

В допълнение, неправилно е твърдението на БГВЕА, че цените на фючърсите оказват еднакво влияние при всяко определяне на ППЦ за базов товар. Както Комисията нееднократно е посочвала в предходни ценови решения, цената на фючърсите на регионалните пазари е само един от факторите, въз основа на които се прогнозира цената за базов товар. Други такива фактори включват и национални специфики, като климатичните

особености на Р България, управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективно използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др. В зависимост от конкретния случай и период, влиянието на всеки от тези фактори има различна тежест, и е несериозно да се твърди, че щом цената на фючърсите за предстоящия период е по-ниска от тази за предходната година, то и определената ППЦ също следва да е по-ниска.

**6. Становище** с вх. № Е-13-266-3 от 18.06.2020 г. в КЕВР е постъпило становище от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, със следните възражения:

Дружеството заявява, че по отношение на коефициентът е посочено, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, умножени със съответните индекси за изменението. Дружеството посочва, че съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ коефициентът следва да отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи. Според дружеството процентът на изменение на разходите посочен от Националния статистически институт (НСИ) и съответно от Министерството на земеделието, храните и горите (МЗХГ) не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата, което счита за неправилно.

Според дружеството напълно необосновано и неправилно са посочени стойности за преференциална цена, които не отговарят на изискванията на закона и посочения в него ред за актуализация на преференциалната цена. Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, полученият коефициент, който е неправилно изчислен, не е приложен към коректна базисна стойност. Дружеството заявява, че не е посочено коя е стойността, която се актуализира и по този начин е напълно неясно как са се получили стойностите на преференциалната цена по проекта на решението.

Според дружеството, съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ с получения съгласно чл. 32, ал. 5 коефициент се актуализира „преференциалната цена“, а не отделни нейни елементи. В тази връзка от дружеството считат, че имайки предвид граматическото и систематично тълкуване на разпоредбите на чл. 32 от ЗЕВИ, определеният от КЕВР коефициент следва да се приложи към цялата стойност на преференциалната цена определена от КЕВР с предходни решения. В допълнение посочват, че в случая това биха могли да бъдат решение Решение № Ц-19 от 2013 г. или Решение № Ц-17 от 2019 г. Дружеството изчислява, че ако се вземе за базисна цена стойността определена по Решение № Ц-19 от 2013 г., то би следвало коефициента за актуализация да отразява изменението в елементите по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ за периода от 2013 г. до 2020 г. Дружеството посочва, че това не е така, предвид посоченото в ал. 6-8 от чл. 32 от ЗЕВИ, а именно че се взимат предвид измененията в стойностите за предходната година, т.е., че законодателят е имал предвид ежегодна актуализация на стойностите за преференциална цена за електрическа енергия определени (актуализирани) с решение на КЕВР през предходната година. Дружеството допълва, че в настоящия случай предходна е 2019 г. и стойностите определени с Решение № Ц-17 от 2019 г. на КЕВР, поради което, коефициентът следва да се приложи към стойността на преференциалната цена определена с Решение № Ц-17 от 2019 г. на КЕВР. Според изчисления на дружеството това не е направено, тъй като цялата стойност на преференциалната цена е актуализирана само с 0,5%, а не с 2,04%, както е посочено в проекта за решение. Дружеството посочва, че в решението не е посочено към каква базисна стойност е приложен изчисления коефициент от 2,04% и защо.

Според „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, вместо с коефициента да бъде актуализирана преференциалната цена, той е приложен спрямо отделни ценови елементи от преференциалната цена, което противоречи на нормите на ЗЕВИ, както и на целта на закона.

В допълнение дружеството посочва, че възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент.

По отношение на останалите ценообразуващи елементи: Дружеството посочва, че за разлика от предходни ценови решения, в проекта на Решение не се съдържат данни относно останалите ценообразуващи елементи, заложи в ценовия модел. В допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД твърди, че в хода на проведени съдебни производства през изминалите години е установено, че изходните данни, заложи в ценовия модел на КЕВР са неверни, и по-конкретно:

По отношение на заложената в ценовия модел инсталирана електрическа мощност в размер на 2 500 kW: Според дружеството първото и едно от най-съществените отклонения в ценовия модел на КЕВР за цена на централа като тази от типа на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ЕООД е, че първият показател за инсталирана номинална електрическа мощност е приет да бъде 2 500 kW. Според дружеството това е неправилно, предвид на това, че експлоатационните разходи във формулата са посочени за производството електрическа енергия за 1 MW и цената се определя също не за 2,5 MW, а на 1 MW. Според дружеството това несъответствие води до занижение с повече от 10% в размера на определената цена.

По отношение на заложените в ценовия модел стойности на влажност, съответно калоричност на суровината: Дружеството посочва, че заложените в ценовия модел стойности на влажност, съответно калоричност на суровината е варираща през последните години, като в последните ценови решения е заложи на 2 600 kcal/kg. Дружеството заявява, че това е калоричност, която може да се постигне при суха дървесина с коректно заложената от КЕВР влажност от 15%. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че дървесните остатъци и отпадъци са капази, изрезки и др. отпадъци от дърводобива и дървообработването, които са с ниска калорична стойност и висока влага. По изчисления на дружеството, в този вид суровина има водно съдържание (влажност) около 50% (т.е. повече от 3 пъти по-висока от приетата от КЕВР), а енергийната калоричност е около 1 200 kcal/kg. (т.е. повече от два пъти по-ниска от приетата от КЕВР).

Предвид гореизложеното дружеството прави извод, че в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина). В допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва, че ползва прясна отпадна дървесина, като в инвестицията и експлоатационните разходи (съответно нормата на възвръщаемост) не са предвидили инсталации за допълнително сушене.

Дружеството заявява, че горното следва да се вземе предвид при утвърждаване на окончателното решение, като се извършат необходимите анализи и проучвания и бъде отстранено на база техни изчисления несъответствието в използваните изходни данни, за да се определи коректно приложимата преференциална цена.

По отношение на заложените в ценовия модел пълни ефективни работни часове в размер на 7 000 часа: „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД посочва че, в ценовия модел на КЕВР е заложи, че ефективните работни часове са 7 000. Дружеството заявява, че максималната продължителност на работа на централи от типа като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД се намалява до средно 5600 ефективни часа при отчитане на различни фактори (аварийни ситуации, профилактика, вътрешна консумация).

Според дружеството производител е налице противоречие при залаганите от КЕВР параметри при определяне на цената, като посочва, че ако в ценовия модел се залага производство от 5 400 kWh, то преференциалната цена следва да е по-висока, за да се осигури предвидената норма на възвръщаемост на капитала.

По отношение на заложената в ценовия модел електрическа ефективност от 24%:

Дружеството посочва, че в ценовия модел на КЕВР е заложи електрическа ефективност от 24%, като общото КПД на инсталацията на централа от вида като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е 18-19%. От дружеството заявяват, че дори да се приеме, че КПД-то на централата е по-голямо, по изчисления на дружеството по отношение на разходите за суровина за производството на 1 MWh енергия, са необходими приблизително 4 тона суровина, което не е отчетено от КЕВР.

По отношение на експлоатационните разходи, дружеството посочва, че в проекта на Решение е отразено, че експлоатационните разходи са 192,09 лв./MWh, като в тези разходи влизат разходи за ремонт, за работни заплати, за горива за транспорт на суровини и разходите за суровини. Според дружеството експлоатационните разходи са пресметнати некоректно, като не е съобразено, че за производството на 1 MWh енергия са необходими 4 тона суровина. По изчисление на дружеството цената на суровината като част от експлоатационните разходи следва да е приблизително 330,00 лв./MWh.

По отношение на определянето на прогнозна цена и премии:

Дружеството посочва, че съгласно разпоредбата на § 2, т. 1 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW, а по силата на § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

В допълнение „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, посочва, че съгласно проекта на решение въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е определена в размер на 92,83 лв./MWh. Прогнозната пазарна цена за производителите на електрическата енергия от биомаса е определена на 90,01 лв./MWh.

Според дружеството, обосновката на проекта на решение преповтаря обосновката от предходни години, като не е взето предвид и не е правен анализ на движението на пазара и разликите между определената прогнозна цена за минали периоди и реалната средна цена за същите тези периоди. Така например прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв. MWh, средната цена на БНЕБ ЕАД за пазара „ден напред“ за същия период (до 15.06.2020 г.) е всъщност 83,16 лв.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД възразява срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса при извършена симулация с участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД, т.е. за да се определи пазарната цена за целия сектор на производители на енергия от биомаса да е направен анализ само за един участник. Дружеството посочва, че по този начин предвижданията в проекта на Решение се обосновават на данни, които са непълни, и определянето на цената е незаконосъобразно.

Според дружеството при определяне на груповия коефициент, КЕВР не е отчетла спецификите при различните ВЕИ производители. Дружеството счита, че не е взето предвид, че вятърните централи, както и централите за производство на енергия от биомаса имат 24-часов работен цикъл, като произвеждат и продават енергия и в период, в който търсенето е значително по-малко, съответно цената е по-ниска. Дружеството счита, че не е взето предвид, че от новия ценови период производителите ще продават произведената енергия по цени на БНЕБ ЕАД, където цените в часовете off-peak и в неработни дни (събота, неделя и празници) са значително по-ниски.

**Комисията счита горните възражения на дружеството за неоснователни, поради следните причини:**

Твърдението на дружеството, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ не е приложен към стойността на отделните елементи, а към тяхната относителна тежест във формулата е неправилно, тъй като при изчисляването на коефициента в изчислителната формула е получена стойност, равна на сбора от произведенията на относителните дялове на съответния разход и процентите на изменение на разходите предоставени от НСИ и МЗХГ. Полученият общ коефициент е приложен към стойността на отделните елементи,

следователно същият е отразен при актуализирането на преференциалната цена, като по този начин е изпълнено изискването на чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ.

В нарушение на изискванията на чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ е и твърдението на дружеството, че с горепосочения коефициент следва да се актуализира преференциалната цена, а не отделните ценови елементи.

По отношение на твърдението на дружеството-производител, че от разпоредбата на чл. 32 от ЗЕВИ не е ясно дали се актуализират цените от 2013 г. или от 2019 г., следва да се има предвид, че правилата за ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, са регламентирани в чл. 32, ал. 4-8 от ЗЕВИ. В тази връзка според посочените разпоредби съответната утвърдена преференциална цена се актуализира на база актуализираните през предходната година стойности на изрично посочени в чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ ценообразуващи елементи, а именно: разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата.

Предвид горното при актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия произведена от централи, работещи на биомаса, корекции са направени по отношение на експлоатационните разходи, свързани единствено с разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, в съответствие с представената информация от МЗХГ и от НСИ.

По отношение на възраженията на дружеството, че възвръщаемостта на капитала не е разход, поради което коефициентът не следва да се прилага спрямо този елемент, следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала може да не е част от експлоатационните разходи, но е ценообразуващ елемент, който участва във формулата по НРЦЕЕ, като елемент от необходимите годишни приходи (НГП), които се формират като сбор от нормата на възвръщаемост (НВ) и прогнозните годишни разходи ( $ПГР = УП + ПР$ ).

По отношение на ценообразуващите елементи, предвид изложеното в становището от дружеството в т.1.3. (вкл. от т.1.3.1. до т.1.3.5.) следва да се има предвид, че тези ценообразуващи елементи са взети предвид от КЕВР в административното производство за определяне на преференциалната цена за изкупуване, което към момента е приключило с влязъл в сила административен акт – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., по т. I.28. . Обсъждането на тези ценообразуващи елементи е неотносимо към настоящото производство по актуализиране на преференциалната цена, тъй като същите не следва да се изменят (арг. от чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ). В допълнение следва да се има предвид, че твърденията на дружеството за неверни изходни данни в ценовия модел: електрическа мощност, калоричност и влажност на суровината, специфичен разход на суровината не следва и няма как да отговарят на индивидуалния разход на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, предвид факта, че в сектор ВИ цените се определят по групи производители, а не са индивидуални цени, приложими само за конкретен производител.

По отношение твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че експлоатационните разходи не са определени правилно, следва да се има предвид, че посочените в становището от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД експлоатационни разходи в размер на 192,09 лв./MWh са част от заложената стойност в Решение № Ц-9 от 01.07.2018 г. на КЕВР. В настоящото административно производство са заложили експлоатационни разходи в размер на 196,66 лв./MWh. В тази връзка следва да се отбележи, че законодателят не е вменил задължение на Комисията да отразява индивидуалните разходи на съответната електрическа централа, такова изключение би означавало да се приложи различен подход при ценообразуването спрямо останалите производители в сектора, както и това да натовари необосновано крайните клиенти с допълнителен разход, който те ще трябва да заплатят.

По отношение на твърдението че в ценовия модел, прилаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на

високо-енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина), следва да се има предвид, както е посочено и по-горе, че при актуализиране на преференциалната цена за електрическа енергия, произведена от електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW не следва да отразяват разходите и/или индивидуалните горивни характеристики на конкретна електрическа централа.

В обобщение, следва да се има предвид, че заложените стойности не представляват индивидуален модел за отразяване на конкретните особености и разходи на отделен участник в групата, ограничена по инсталираната мощност, а обща рамка, която осигурява на инвеститора заложената възвръщаемост за годините на експлоатация, при спазване на заложените параметри в него.

По отношение на становището на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД за приложения подход при определянето на прогнозната пазарна цена на електрическа енергия, произведена от биомаса, Комисията на основание чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ, определя пазарната цена на електрическата енергия на база анализ, който включва производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия, попадащи в съответната група. Групата по чл. 37б, ал. 2, т. 7 от НРЦЕЕ се състои от двама производители, като инсталираната мощност на „Монди Стамболийски“ ЕАД е 79% от тази на групата.

**7. Становище** с вх. № Е-04-21-1 от 22.06.2020 г. от Българска соларна асоциация (БСА, Асоциацията), със следните възражения:

По отношение на инвестиционните разходи, в своето становище БСА визира пазара в Германия (чиито данни обхваща доклада на Института „Фраунхофер“), като посочва че производството на енергия от възобновяеми източници се развива приоритетно и за малки централи няма административни тежки процедури, проектиране, съгласуване, изграждане на трасета, трансформаторни устройства и други.

От БСА заявяват, че в България малки инсталации се изграждат от местни компании, които закупуват ново оборудване основно през европейски доставчици и поради изключително малкия пазар, то е по-скъпо, отколкото би било, ако се доставя директно от производители.

БСА посочва, че за оборудване, пуснато на пазара в България се дължи продуктова такса от 1,95 лв./kg., т.е. близо 40,00 лв. на фотоволтаичен панел. Асоциацията посочва, че в една 5 kWp инсталация има 20-22 модула, т.е. оскъпяването на инвестицията е с близо 800-880 лв., а за 30 kWp има 120-140 модула, или оскъпяването е от 4 800 лв. до 5 600 лв. на централа, при това само в частта „модули“. От Асоциацията посочват, че в България централи до 30 kWp имат разходи и за присъединяване: за изграждане на кабелни линии, а понякога и трансформаторни постове, те заплащат и цена за присъединяване, която според БСА се определя по непрозрачен начин от всяко електроразпределително предприятие и варира от 750 лв. до 74 000 лв. Поради посочените причини БСА счита, че е необходимо да се ревизират инвестиционните разходи в двата мощностни диапазона (до 5 kWp и от 5 до 30 kWp).

В допълнение от Асоциацията предлагат да бъде взето предвид, че в раздела за централи до 5 kWp, част от централите се изграждат от физически лица, от етажна собственост и други нерегистрирани по ЗДДС лица, т.е. разходът за изграждането на инсталациите е оскъпен с 20% ДДС за страната.

По отношение на нормата на възвръщаемост на капитала и структура на капитала, от Асоциацията заявяват, че така определената норма на възвръщаемост от 7% е ниска и с оглед на световните тенденции към преминаване към нискоемисионни източници на енергия, за постигане на устойчиво развитие, е необходимо стимулиране изграждането именно на малки инсталации на покриви и фасади и прилежащите им терени в урбанизирана територия, което

според БСА предполага повишаване на определената норма.

По отношение на размера на експлоатационните разходи, БСА възразява срещу подхода за определяне на експлоатационните разходи като процент от инвестиционните с аргумента, че по този начин те са силно подценени.

От БСА са направени изчисления на експлоатационните разходи за двата мощностни диапазона за година, като посочват, че в тях са включени разходи за ремонт, поддръжка, застраховки, почистване и други. В допълнение от Асоциацията посочват, че освен преки разходи, всяка инсталация има и постоянни и променливи административни разходи.

От БСА посочват, че в експлоатационни разходи не са включени разходи по поддръжка на микропредприятие, счетоводство, осигурителни вноски на управител, такса за достъп и такса за балансиране, които в някои месеци достигат 30% от приходите, както и такса от 5% за ФСЕС, посочват и че не са отчетени пропуснатите ползи от въвеждането на термина „нетно специфично производство“. Заявяват още, че не са отчетени и административни разходи, които се налага производителите да правят заради месечната кореспонденция с различни институции: ЕРП, АУЕР, ФСЕС, НАП и други.

БСА предлага по отношение на експлоатационните разходи, КЕВР да направи по-обстоятелствен анализ от посочения в доклада, като посочва, че има достатъчно данни за тях от предоставяни счетоводни отчети, като Комисията да се позове на реални данни, кореспондиращи с нормативната база в България.

По отношение на средногодишната продължителност на работа на централите от 1348 kWh/kWp, БСА възразява срещу определянето на нетното специфично производство на база на данни от АУЕР, като заявява, че всяка година централите са все по-ограничени в работата си.

Според Асоциацията, въпреки, че е посочено, че данните за средногодишната продължителност на работа са на база предоставена информация от АУЕР липсва анализ и източник на информацията как точно е определена конкретната цифра.

Според БСА занижаването на размера на определеното „нетно специфично производство“, отнема доход от производителите и ги принуждава да работят, и да си плащат в последните месеци на годината.

По отношение на амортизационните отчисления, от БСА заявяват, че според действащото законодателство, една централа, присъединена след 30.06.2020 г. би сключила договор за 15 години, а не за 20 г. и е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период извън регулаторния.

В допълнение към горните възражения от БСА предлагат, да се обърне внимание на определянето на преференциални цени по вид технология, а именно:

От БСА, заявяват, че освен фотоволтаични електрически централи със стационарните конструкции, се изграждат и съоръжения със следящи конструкции – тракери, за които посочват, че са с близо 30% по-висока производителност, заемат изключително малко обработваема площ от 0,3 кв.м. за 1 kWp инсталирана мощност и са с най-висока степен на опазване на околната среда. От Асоциацията посочват, че инвестиционните разходи необходими за изграждането на следящи конструкции, са със значително по-високи експлоатационни разходи, както и разходи за техническа поддръжка, ремонт, застраховки и други, в сравнение с инсталациите със стационарни конструкции. От БСА обръщат внимание и на системите с конструкции с променлив ъгъл по вертикалната ос, като посочват, че имат възможност да регулират ъгъла на попадане на слънчевата радиация ежедневно или сезонно. В тази връзка от БСА цитират разпоредбата на чл. 32, ал. 2, т. 4 от ЗЕВИ, където е указано, че при определяне на преференциалните цени е необходимо да се отчитат освен видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, също така и „...производителността на инсталацията според вида технология..“. От БСА посочват, че нееднократно е обръщано внимание върху влиянието на решението на Комисията по определяне на цени, включително и на средногодишното производство по отношение на една конкретна група производители на



електрическа енергия от възобновяеми източници – фотоволтаични електрически централи със следящи конструкции – двуосни тракери.

Според Асоциацията, възприеманият до момента подход на Комисията при определяне на цени, диференцирани единствено по основен критерий - инсталирана мощност, без да се съобразява с използваната технология, производителността на централата, респективно инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост, т.е. заложените в закона критерии, според БСА означава, че КЕВР съобразява само незначителна част от изискванията.

От БСА посочват, че според тях Комисията разполага с достатъчно данни за размера на инвестиционните разходи за изграждане на фотоволтаични централи с двойно следящи конструкции, според които предвид спецификата на използваната технология, са значително по-високи в сравнение с аналогичните инсталирани инсталации със стационарни конструкции - покривни и наземни, като посочват, че използваната технология води до по-висока производителност.

Предвид гореизложеното, БСА е изчислило и предлага изкупни цени за следващия регулаторен период за двата мощностни диапазона до 5 kWp в размер на 265 лв./MWh, без ДДС и от 5 kWp до 30 kWp включително в размер на 217 лв./MWh, без ДДС, като посочват, че в предложените от тях изкупни цени не са включени дори и средния размер на експлоатационните разходи, които инсталациите правят, а е калкулиран възможно най-икономичният вариант, в който според БСА попадат не повече от 0,5% от всички инсталации в страната. В допълнение посочват, че не са включени и моментните цени на оборудването, които са повишени заради нарушени доставки и забавяне в производството поради пандемията от COVID-19.

От Асоциацията считат, че подкрепяйки развитието на малки покривни централи и такива осигуряващи задоволяването на собствените нужди на консуматорите, България може да постигне поетите пред ЕС, Парижкото споразумение и предстоящата „Зелена сделка“ ангажименти без пределно натоварване на крайния потребител.

### **Комисията счита горните възражения БСА за неоснователни, поради следните аргументи:**

Твърдението на БСА, че при определянето на преференциални цени не е отчетено икономическото положение, породено от пандемията COVID-19 е неправилно. Следва да се има предвид, че по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, посоченият източник е официален доклад на „Фраунхофер“ институт от края на 2019 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време.

Тук следва да се има предвид, че намалението на цената от 5%, говори достатъчно ясно за консервативен подход, предвид породено от пандемията COVID-19 икономическо положение, който да балансира интересите на страните в сектора. Предвид горното следва да се има предвид, че при изчисляването на преференциалните цени за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително е приложен еднакъв подход като са отчетени данните, относими в тази връзка.

Комисията приема за неоснователно твърдението на Асоциацията, че нормата на възвръщаемост от 7% е ниска. Подходът за изчисляване на нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи електрическа енергия от ВИ, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения.

Неоснователно е и възражението на БСА във връзка с определяне на експлоатационните разходи като процент от инвестиционните. В тази връзка следва да се има предвид, че размерът на експлоатационни разходи, е свързан с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти, от което следва

че е обосновано да се приеме този вид разходи да е определен като процент от инвестиционните разходи.

По отношение на твърденията на Асоциацията, че информацията от АУЕР не е достоверна, следва да се има предвид, че съгласно чл. 52, ал. 1 от ЗЕВИ, в Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) се създава, поддържа и актуализира Национална информационна система за потенциала, производството и потреблението на енергия от възобновяеми източници в Република България.

Във връзка със средногодишната продължителност на работа и размера нетно специфично производство, следва да се има предвид, че данните и информацията от АУЕР представляват официален източник, като за нуждите на анализа на посочените пълни ефективни часове са ползвани данни за 2017 г., 2018 г. и 2019 г.

По отношение на възражението, че е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период по-дълъг от срока за изкупуване на електрическата енергия по преференциални цени следва да се има предвид, че БСА не са взели предвид разпоредбата на чл. 31, ал. 2, т. 1 от ЗЕВИ, съгласно която електрическата енергия от ВИ се изкупува въз основа на сключени дългосрочни договори за изкупуване за срок от двадесет години.

Предвид аргументите на Асоциацията, относно следящите конструкции, следва да се има предвид, че настоящото административно производство е образувано на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от ЗЕВИ, поради което е с предмет определяне на нови преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, както и актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса.

В този смисъл аргументите, касаещи конструкцията, присъединяването и подреждането на фотоволтаичните модули, както и позиционирането им спрямо слънцето, не са относими към административното производство за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, тъй като представляват индивидуално управленско решение.

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

#### **I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени**

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвръщаемост. Преференциалните цени отразяват вида на ВИ, инсталираната мощност на обекта, мястото и начина на монтиране на съоръженията.

При определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани данни от следните източници: официален доклад на „Фраунхофер“ институт към края на месец ноември 2019 г.<sup>3</sup>, (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems pv-financing.eu<sup>4</sup> и pv-magazine.com<sup>5</sup>).

По данни от официалния доклад от ноември 2019 г. на „Фраунхофер“ институт, pv-financing.eu и pv-magazine.com, предлагат обобщен анализ на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните месеци, с отчитане, както на движението на пазара по отношение на цената на фотоволтаичния панел, така и на инвестиционните разходи за изграждане на нови соларни паркове в страните членки на Европейския съюз (ЕС). От

<sup>3</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>, към 22.05.2020 г.

<sup>4</sup> <http://www.pv-financing.eu/tools/>, към 22.05.2020 г.

<sup>5</sup> <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/>, към 22.05.2020 г.

прегледа на информацията в посочените източници, става ясно, че цените на слънчевите панели са намалели значително през последните години, като инвестиционните разходи за покривни системи за фотоволтаични електрически централи (ФТЕЦ) са пряко повлияни от няколко фактора: пазарната политика сред производителите на такъв тип системи в световен мащаб, периодите на доставка, презапасяването на някои строители в сектора с панели на склад и наличието на адекватни строителни участници на пазара, които да успяват да реализират строителството на такива конструкции, качествено и в срок.

Видно от извършения анализ представен в официалния доклад от ноември 2019 г. на „Фраунхофер“ институт, по отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият размер от 1 070 евро/kWp за групата мощности от 10 kWp до 100 kWp е запазен на нивото на данните представени в доклада от март 2019 г.

В тази връзка и предвид международния опит, както и придобития и изграден опит в страната, при определяне на цената на електрическата енергия за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии се приема за обосновано от технико-икономическа гледна точка, нивото на инвестиционните разходи за двата мощностни диапазона да се запазят на нивото на определените в Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР:

- По отношение на групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1 400 евро/kWp;

- По отношение на групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1 200 евро/kWp.

Извършен е анализ на данни и от друг източник, а именно - pv-magazine.com, от който е видно, че средната нетна цена на фотоволтаичните модули за периода март 2019 г. – март 2020 г. при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp е намалена с 3% от 0,35 евро/Wp за месец март 2019 г. на 0,34 евро/Wp през месец март 2020 г.

За определяне на средногодишната производителност на ФТЕЦ, при използване на модул „Crystalline silicon“ с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за България възлиза на 1 492 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32°, което съответства на 1 348 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

В тази връзка нетното специфично производство на електрическа енергия за една година в размер на 1 348 kWh/kWp, съвпада с предоставената от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) отчетна информация за тригодишен период (2017 г. - 2019 г.) на средногодишна продължителност на работа на ФТЕЦ за Р България.

При определяне и/или актуализиране на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че:

- преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на финансовите потоци, получени чрез осреднени необходими приходи при по-долу посочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

- ежемесечните вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ в размер на 5%, на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, не са ценообразуващ елемент и не следва да се включват в състава на признатите от Комисията разходи.

## **II. Ценообразуващи елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на**

## **цените на електрическата енергия, произведена от ВИ:**

### **1. Инвестиционни разходи**

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрическите инсталации и инвертори, 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.

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид данните на капиталовите разходи за ФТЕЦ към края на месец ноември 2019 г. по данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE ([www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)), [pv-financing.eu](http://pv-financing.eu) и [pv-magazine.com](http://pv-magazine.com) за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на ЕС, съгласно източниците на информация посочени в настоящия доклад, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време.

На база изложеното в общите принципи, стойностите на инвестиционните разходи приети с Решение № Ц-17 от 01.07.2019 г. на КЕВР, за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, за новия ценови период са определени, като е отразено намалението на цената на фотоволтаичните модули с 3% и средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 348 часа на база предоставената информация от АУЕР. В резултат на това инвестиционните разходи за новия ценови период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са, както следва:

- за групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp в размер на 1 358 евро/kWp;
- за групата ФТЕЦ с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp в размер на 1 164 евро/kWp.

### **2. Инфлация**

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от ВИ за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цени за производители на електрическа енергия от ВИ, е приложена прогнозна годишна инфлация от 2%.

### **3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала**

При определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, е икономически обосновано да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечения капитал. В тази връзка при реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно, и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година.

В тази връзка следва да се отбележи, че същите параметри на нормата на възвръщаемост се прилагат като ценообразуващ елемент при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от всички 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. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения, и следва да се запази.

#### **4. Средногодишна продължителност на работа на централите**

Във връзка с определянето на средногодишната продължителност на работа на ФТЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-8 от 14.04.2020 г. е изисквана информация от АУЕР за 2017 г., 2018 г. и 2019 г., относно отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, като са отчетени средните нетни пълни ефективни часове в Р България за последните три години. В тази връзка с писмо с вх. № Е-04-13-8 от 28.04.2020 г. АУЕР предоставя исканата информация като посочва средните нетни пълни ефективни часове след приспадане на собствените нужди, а именно:

**Осреднено за Р България, средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 348 часа, което се равнява на 1 348 kWh/kWp нетно специфично производство (НСП).**

#### **5. Размер на експлоатационни разходи**

Допустимите експлоатационни разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена, съгласно източниците на информация посочени в настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизация чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива възприети от инвеститорите в световен мащаб.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от ФТЕЦ, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до 5<sup>та</sup> година от експлоатацията включително, а от 6<sup>та</sup> до 20<sup>та</sup> година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесет годишен период на преференциални цени.

#### **6. Ползен живот на активите и разходите за амортизации**

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен ползен живот на активите и средната стойност на инвестицията за различните видове ВИ. Съоръженията, машините и оборудването, които се влагат в изграждането на съответния вид централа според вида инсталация, имат различен технико – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа. Възприет е среден 20 годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия ползен живот на активите.

## ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ

**I. Определяне на цената на електрическата енергия, ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии:**

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от ФТЕЦ, са следните:

**1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:**

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 656 лв./kWp;

– с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 277 лв./kWp;

**2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес, в размер на:**

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 67,76 лв./MWh;

– с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 51,62 лв./MWh;

**3. Полезен живот на активите – 20 години;**

**4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;**

**5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 348 часа, което се равнява на 1 348 kWh/kWp нетно специфично производство;**

**6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%.**

**Предвид горното, преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, са както следва:**

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kWp, монтирани на покриви и фасади</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>238,07</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	66,29	27,84%
за разходи за амортизации	97,53	40,97%
за възвръщаемост	74,25	31,19%
<b><i>ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади</i></b>		

<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>198,27</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	51,09	25,77%
за разходи за амортизации	83,59	42,16%
за възвръщаемост	63,59	32,07%

## **АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА**

КЕВР е определила на основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ нови цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, със свои Решения № Ц-18 от 20.06.2011 г., № Ц-35 от 27.10.2011 г., № Ц-018 от 28.06.2012 г., № Ц-19 от 28.06.2013 г., № Ц-13 от 01.07.2014 г., № Ц-1 от 28.01.2015 г., № Ц-24 от 30.06.2015 г. и № Ц-36 от 09.11.2015 г., които следва да бъдат актуализирани по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното е направен анализ на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, въз основа на което се установи следното:

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата с писмо с изх. № Е-04-24-2 от 14.04.2020 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2019 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 19.05.2020 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2019 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2019 г. от 11,1% е в размер на 15 283 лв., спрямо 13 755 лв. за 2018 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2019 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 100,03, т.е. средногодишната инфлация е 0,03%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-3 от 14.04.2020 г. от министъра на земеделието, храните и горите е изискана информация, относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-03-13-3 от 27.04.2020 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2019 г. - 31.03.2020 г. спрямо периода 01.04.2018 г. - 31.03.2019 г. е 103,8 на сто, т.е. 3,8%.

При изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса е в размер 0,00%, в случаите на актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, когато производителите ползват за суровина - растителни и животински субстанции, индустриални отпадъци и/или растителни отпадъци, получени от собствено производство, както и в случаите, когато използваната суровина е от животински произход или от растителен произход, различен от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци.

С оглед горното е извършена актуализация на определените от КЕВР цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които са намерили приложение по отношение на въведени в експлоатация енергийни обекти.

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-11 ОТ 14.06.2017 г.**

**I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 49,08 лв./MWh, или 16,62%;

**1.2. Разходи за горива на транспорта, са в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,69 лв./MWh, или 3,96%;

**1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 123,28 лв./MWh, или 41,75%;

**1.4. Разходи за работни заплати в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,31 лв./MWh, или 5,19%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW 2,21%, получен при следната формула:  $2,21\% = 42,61\% * 3,8\% + 4,04\% * 0,03\% + 5,29\% * 11,1\%$ .

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалната цена, по която обществения доставчик, съответно крайните снабдителни следва да изкупуват електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци е както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>295,30</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	199,37	67,51%
за разходи за амортизации	54,33	18,40%
за възвръщаемост	41,60	14,09%



**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА  
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С  
РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.**

**I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 69,85 лв./MWh, или 14,07%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,58%.

**1.2. Разходи за работни заплати в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 64,83 лв./MWh, или 13,06%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,77 лв./MWh, или 8,68%.

**1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 25,82 лв./MWh, или 5,20%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,58 лв./MWh, или 6,68%.

**1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 187,00 лв./MWh, или 37,68%;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 221,49 лв./MWh, или 48,36%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:**

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 1,49%, получен при следната формула:  
 **$1,49\% = 26,01\% * 0,00\% + 5,33\% * 0,03\% + 13,37\% * 11,1\%$**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 0,98%, получен при следната формула:  
 **$0,98\% = 33,18\% * 0,00\% + 6,79\% * 0,03\% + 8,83\% * 11,1\%$**

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b>ЕЦ до 500 kW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>496,34</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	347,50	70,01%
за разходи за амортизации	84,12	16,95%
за възвръщаемост	64,72	13,04%
<b>ЕЦ от 500 до 1500 kW</b>		

<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>457,97</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	358,60	78,30%
за разходи за амортизации	56,08	12,25%
за възвръщаемост	43,29	9,45%

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 74,94 лв./MWh, или 18,37%.

1.2. Разходи за работни заплати, в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 70,85 лв./MWh, или 17,37%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,49 лв./MWh, или 3,31%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 89,00 лв./MWh, или 21,82%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:**

**-За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW - 1,99%, получен при следната формула:**  
 **$1,99\% = 0,00\% * 0,00\% + 3,41 * 0,03\% + 17,90\% * 11,1\%$ .**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

<b>Цена и елементи на цената</b>	<b>лв./MWh (без ДДС)</b>	<b>%</b>
<b>ЕЦ до 500 kW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>407,97</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	248,28	60,86%
за разходи за амортизации	90,25	22,12%
за възвръщаемост	69,44	17,02%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-1 ОТ 28.01.2015 г., В ЧАСТТА ПО Т. 6**

**I. Актуализиране на преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване**

## и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл:

### 1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

#### 1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 100,69 лв./MWh, или 28,78%.

#### 1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,96 лв./MWh, или 4,56%.

#### 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,72 лв./MWh, или 1,92%.

#### 1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 49,38 лв./MWh, или 14,11%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,90%, получен при следната формула:  
 **$0,90\% = 9,97\% * 3,8\% + 1,98\% * 0,03\% + 4,71\% * 11,1\%$** .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>349,92</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	172,76	49,37%
за разходи за амортизации	100,34	28,68%
за възвръщаемост	76,82	21,95%

## АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-13 ОТ 01.07.2014 Г.

**I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34:**

### 1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

София 1000, бул. "Кн. Ал. Дондуков" № 8-10  
тел.: (02) 988 24 98; факс: (02) 988 87 82  
www.dker.bg, dker@dker.bg

- 1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 78,94 лв./MWh, или 20,28%.
- 1.2. Разходи за работни заплати в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,07 лв./MWh, или 3,87%.
- 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,35 лв./MWh, или 1,89%.
- 1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 164,23 лв./MWh, или 42,19%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW - 0,40%, получен при следната формула:  $0,40\% = 15,44\% * 0,00\% + 1,77\% * 0,03\% + 3,63\% * 11,1\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>389,30</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	265,60	68,23%
за разходи за амортизации	67,60	17,36%
за възвръщаемост	56,10	14,41%

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./MWh, или 20,55%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 39,97 лв./MWh, или 8,82%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:  
 – За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,24 лв./MWh, или 1,60%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано

производство на електрическа и топлинна енергия – 161,73 лв./MWh, или 35,66%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,93%, получен при следната формула:  
 **$0,93\% = 13,21\% * 0,00\% + 1,51\% * 0,03\% + 8,36\% * 11,1\%$** .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>453,48</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	302,12	66,62%
за разходи за амортизации	82,62	18,22%
за възвръщаемост	68,74	15,16%

**III. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 96,52 лв./MWh, или 27,45%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 49,18 лв./MWh, или 13,98%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,69 лв./MWh, или 1,90%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,90 лв./MWh, или 4,52%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,78%, получен при следната формула:  $0,78\% = 8,61\% * 3,8\% + 1,71\% * 0,03\% + 4,07\% * 11,1\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>351,69</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	168,29	47,85%
за разходи за амортизации	100,35	28,53%
за възвръщаемост	83,05	23,62%

### АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.

**I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,00 лв./MWh, или 21,29%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 47,15 лв./MWh, или 15,93%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 41,02 лв./MWh, или 29,66%.

**1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 7,04 лв./MWh, или 3,41%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,63 лв./MWh, или 3,93%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 6,24 лв./MWh, или 4,52%.

**1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност

до 5 MW – 45,01 лв./MWh, или 21,78%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 122,66 лв./MWh, или 41,44%.

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 17,87 лв./MWh, или 8,65%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,23 лв./MWh, или 5,15%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 4,72 лв./MWh, или 3,41%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 1,67%, получен при следната формула:  
 **$1,67\% = 20,39\% * 3,8\% + 3,19\% * 0,03\% + 8,10\% * 11,1\%$** .

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 2,04%, получен при следната формула:  
 **$2,04\% = 39,43\% * 3,8\% + 3,74\% * 0,03\% + 4,90\% * 11,1\%$** .

- За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 0,34%, получен при следната формула:  
 **$0,34\% = 0,00\% * 3,8\% + 4,07\% * 0,03\% + 3,07\% * 11,1\%$** .

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ЕЦ до 5 MW</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>206,65</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	113,93	55,13%
за разходи за амортизации	50,71	24,54%
за възвръщаемост	42,01	20,33%
<b><i>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>295,97</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	196,66	66,44%
за разходи за амортизации	54,33	18,36%

за възвръщаемост	44,98	15,20%
<b>ЕЦ над 5 MW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>138,30</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	51,97	37,58%
за разходи за амортизации	47,27	34,18%
за възвръщаемост	39,06	28,24%

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на: – ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./MWh, или 20,25%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,33 лв./MWh, или 1,59%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 163,58 лв./MWh, или 35,55%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 44,68 лв./MWh, или 9,71%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:**

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,02%, получен при следната формула:  **$1,02\% = 13,19\% * 0,00\% + 1,51\% * 0,03\% + 9,22\% * 11,1\%$** .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b>ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>460,16</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	308,76	67,10%
за разходи за амортизации	82,62	17,95%
за възвръщаемост	68,78	14,95%

**III. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно**



**използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:  
– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 68,21 лв./MWh, или 14,74%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:  
– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 6,12 лв./MWh, или 1,32%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:  
– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 136,56 лв./MWh, или 29,50%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:  
– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 65,18 лв./MWh, или 14,08%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:**

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 1,47%, получен при следната формула:  
 **$1,47\% = 10,83\% * 0,00\% + 1,24\% * 0,03\% + 13,23\% * 11,1\%$**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b><i>ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия</i></b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>462,92</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	276,06	59,63%
за разходи за амортизации	102,15	22,07%
за възвръщаемост	84,71	18,30%

**IV. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:  
– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 96,52 лв./MWh, или 24,70%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:  
– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 88,10 лв./MWh, или 22,54%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,75 лв./MWh, или 1,73%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16,03 лв./MWh, или 4,10%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,08%, получен при следната формула:  
 **$1,08\% = 17,19\% * 3,8\% + 1,60\% * 0,03\% + 3,80\% * 11,1\%$** .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>390,80</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	207,40	53,07%
за разходи за амортизации	100,35	25,68%
за възвръщаемост	83,05	21,25%

### **АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-018 ОТ 28.06.2012 Г.**

**I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 112,22 лв./MWh, или 31,13%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 42,18 лв./MWh, или 11,70%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,60 лв./MWh, или 1,83%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,95 лв./MWh, или 4,42%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,86%, получен при следната формула:  
 $0,86\% = 10,71\% * 3,8\% + 1,68\% * 0,03\% + 4,05\% * 11,1\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>360,48</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	176,94	49,08%
за разходи за амортизации	100,35	27,84%
за възвръщаемост	83,19	23,08%

**II. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25:**

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 5 MW с комбиниран цикъл – 44,63 лв./MWh, или 29,85%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,25 лв./MWh, или 4,18%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 4,72 лв./MWh, или 3,16%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,32%, получен при следната формула:  
 $0,32\% = 0,00\% * 3,8\% + 3,85\% * 0,03\% + 2,91\% * 11,1\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>149,53</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	55,60	37,19%
за разходи за амортизации	51,43	34,39%
за възвръщаемост	42,50	28,42%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНИ С РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 20.06.2011 г.**

**I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

**1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 43,67 лв./MWh, или 18,45%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 40,49 лв./MWh, или 13,41%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 44,63 лв./MWh, или 29,85%.

**1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 9,56 лв./MWh, или 4,04%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,61 лв./MWh, или 3,85%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 6,23 лв./MWh, или 4,17%.

**1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:**

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 61,05 лв./MWh, или 25,79%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 122,45 лв./MWh, или 40,57%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 17,69 лв./MWh, или 7,47%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,21 лв./MWh, или 5,04%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 4,71 лв./MWh, или 3,15%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 1,70%, получен при следната формула:  
 $1,70\% = 24,16\% * 3,8\% + 3,78\% * 0,03\% + 7,00\% * 11,1\%$ .

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 2,00%, получен при следната формула:  
 $2,00\% = 38,58\% * 3,8\% + 3,66\% * 0,03\% + 4,79\% * 11,1\%$ .

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 0,32%, получен при следната формула:  
 $0,32\% = 0,00\% * 3,8\% + 3,84\% * 0,03\% + 2,90\% * 11,1\%$ .

Въз основа на горното, актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от горепосочените групи електрически централи, както и техните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
<b>ЕЦ до 5 MW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>236,69</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	131,97	55,76%
за разходи за амортизации	50,71	21,42%
за възвръщаемост	54,01	22,82%
<b>ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>301,84</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	189,76	62,87%
за разходи за амортизации	54,33	18,00%
за възвръщаемост	57,75	19,13%
<b>ЕЦ над 5 MW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>149,49</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	55,57	37,17%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%

за възвръщаемост	42,49	28,43%
------------------	-------	--------

**II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22:**

**1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 110,58 лв./MWh, или 25,22%.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,31 лв./MWh, или 1,67%.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 164,29 лв./MWh, или 37,46%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:  
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 40,32 лв./MWh, или 9,19%.

**2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:**

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,99%, получен при следната формула:  
 **$0,99\% = 14,33\% * 0,00\% + 1,61\% * 0,03\% + 8,90\% * 11,1\%$ .**

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<b>ЕЦ над 0,150 до 1 MW</b>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>438,53</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	322,50	73,54%
за разходи за амортизации	55,73	12,71%
за възвръщаемост	60,30	13,75%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОбНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.**

**I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2:**

**1. Эксплоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 121,16 лв./MWh, или 30,83%.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,95 лв./MWh, или 10,68%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,57 лв./MWh, или 1,67%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,87 лв./MWh, или 4,04%.

**2.** Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,79%, получен при следната формула:  **$0,79\% = 9,87\% * 3,8\% + 1,54\% * 0,03\% + 3,73\% * 11,1\%$** .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>392,95</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	185,54	47,22%
за разходи за амортизации	100,35	25,54%
за възвръщаемост	107,06	27,24%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-36 ОТ 09.11.2015 Г., В ЧАСТТА ПО Т. 2**

**I.** Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони– Решение № Ц-36 от 09.11.2015 на КЕВР, в частта по т. 2:

**1. Эксплоатационни разходи, в т. ч.:**

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 60,77 лв./MWh, или 17,28%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,50 лв./MWh, или 11,23%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 23,44 лв./MWh, или 6,67%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 141,49 лв./MWh, или 40,24%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW - 1,27%, получен при следната формула:  $1,27\% = 23,56\% * 0,00\% + 6,77\% * 0,03\% + 11,40\% * 11,1\%$ .

Въз основа на горното, актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от горепосочената група електрически централи, както и нейните ценообразуващи елементи са, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>351,62</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	265,20	75,42%
за разходи за амортизации	50,00	14,22%
за възвръщаемост	36,42	10,36%

## II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Съгласно § 2, т. 1 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW.

По силата на § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

Според § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник.

В тази връзка за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до



10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. От началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 10 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

<i>Дата</i>	<i>Среднопреглена цена</i>	<i>Период на доставка и отклонения</i>	<i>Товар MW</i>
29.06.2020	91,13	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	10
25.06.2020	89,00	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	35
24.06.2020	85,90	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	11
12.06.2020	83,45	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение(100%/+1000%)	10
03.05.2020	105,00	01.01.2021-31.03.2021; Почасово отклонение (-50%/+500%)	20
29.04.2020	90,10	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-60%/+200%)	60
22.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+400%)	1
06.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-90%/+200%)	10
30.03.2020	99,00	01.06.2020-31.12.2020; Базов товар	8

<i>Дата</i>	<i>Среднопретеглена цена</i>	<i>Период на доставка и отклонения</i>	<i>Товар MW</i>
14.02.2020	105,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	5

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърските сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на EEX (European Energy Exchange), които обаче поради недостатъчна ликвидност следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърските сделки на HUDEX. Към 22.06.2020 г. цените на фючърските сделки на EEX и HUDEX са както следва:

Фючърсите за българския пазар на EEX за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,82 €/MWh (97,44 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 45,87 €/MWh (89,71 лв./MWh). За първо тримесечие на 2021 г. (Q1 2021) и второ тримесечие на 2021 г. (Q2 2021), т.е. за първото полугодие на 2021 г. (H1 2021) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за Q4 2020 – 49,07 €/MWh (95,97 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 45,49 €/MWh (88,97 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 43,46 €/MWh (85,00 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,32 €/MWh (94,51 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,62 €/MWh (87,27 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,50 €/MWh (104,64 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,61 €/MWh (85,29 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,56 €/MWh (94,98 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,11 €/MWh (94,09 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,51 €/MWh (87,05 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,58 €/MWh (104,79 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,82 €/MWh (85,70 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,70 €/MWh (95,25 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2020 г. и първо полугодие на 2021 г. са на нива около 90 лв./MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2020 г. на трите регионални пазара показва, че на платформата ден напред на БНЕБ ЕАД е отчетена най-висока средна цена от началото на годината, което е допълнителна предпоставка при изготвяне на прогнозата да се вземат предвид по-високите стойности на фючърските цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер на 90,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2020 г. за почасовите

графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2019 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	97,95 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,05513
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>94,96 лв./MWh</b>

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,92727
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>83,45 лв./MWh</b>

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ Петрохан)

и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,08 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,01061
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>90,95 лв./MWh</b>

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:  
Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	92,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	1,00017
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	<b>Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)</b>	<b>90,01 лв./MWh</b>

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.), прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 94,96 лв./MWh;
2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 83,45 лв./MWh;
3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 90,95 лв./MWh;
4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 90,01 лв./MWh.

**III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ по § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.)**

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW и определената за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

**1. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:**

1.1. Премия в размер на 122,44 лв./MWh при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000;

1.2. Премия в размер на 87,73 лв./MWh при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с

годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.3. Премия в размер на 80,23 лв./MWh при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 162,53 лв./MWh при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,84 лв./MWh при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 89,50 лв./MWh при определената цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 65,13 лв./MWh при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 604,15 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

1.10. Премия в размер на 30,59 лв./MWh при преференциална цена – 120,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци.

## **2. Премии във връзка с определени и /или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:**

2.1. Премия в размер на 131,88 лв./MWh при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.2. Премия в размер на 95,92 лв./MWh при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 88,09 лв./MWh при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.4. Премия в размер на 174,10 лв./MWh при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 21,15 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 107,55 лв./MWh при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 89,61 лв./MWh при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 53,61 лв./MWh при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 488,81 лв./MWh при преференциална цена – 583,77 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW до 1000 kW монтирани на покриви и фасади, в частта за електрически централи с инсталирана мощност от 1 MW;

2.10. Премия в размер на 390,64 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

2.11. Премия в размер на 146,68 лв./MWh при преференциална цена – 236,69 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW;

2.12. Премия в размер на 211,83 лв./MWh при преференциална цена – 301,84 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл;

2.13. Премия в размер на 59,48 лв./MWh при преференциална цена – 149,49 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW;

**3. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2** в размер на 302,94 лв./MWh при преференциална цена – 392,95 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл;

**4. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:**

4.1. Премия в размер на 102,40 лв./MWh при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.2. Премия в размер на 71,76 лв./MWh при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.3. Премия в размер на 65,06 лв./MWh при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.4. Премия в размер на 138,38 лв./MWh при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

4.5. Премия в размер на 7,20 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 20,98 лв./MWh при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

4.7. Премия в размер на 142,09 лв./MWh при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.8. Премия в размер на 141,30 лв./MWh при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4.9. Премия в размер на 59,52 лв./MWh при преференциална цена – 149,53 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса,

получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

4.10. Премия в размер на 270,47 лв./MWh при преференциална цена – 360,48 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл;

#### **5. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:**

5.1. Премия в размер на 76,41 лв./MWh, при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 74,89 лв./MWh при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

#### **6. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:**

6.1. Премия в размер на 102,43 лв./MWh при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.2. Премия в размер на 151,35 лв./MWh при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 71,76 лв./MWh при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.4. Премия в размер на 65,09 лв./MWh при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.5. Премия в размер на 138,40 лв./MWh при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 7,20 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 21,71 лв./MWh при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за ВТЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.8. Премия в размер на 81,33 лв./MWh при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.9. Премия в размер на 65,24 лв./MWh при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 116,64 лв./MWh при преференциална цена – 206,65 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

6.11. Премия в размер на 205,96 лв./MWh при преференциална цена – 295,97 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

6.12. Премия в размер на 48,29 лв./MWh при преференциална цена – 138,30 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

6.13. Премия в размер на 370,15 лв./MWh при преференциална цена – 460,16 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

6.14. Премия в размер на 300,79 лв./MWh при преференциална цена – 390,80 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

## **7. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:**

7.1. Премия в размер на 98,36 лв./MWh при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.2. Премия в размер на 145,97 лв./MWh при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

7.3. Премия в размер на 68,19 лв./MWh при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.4. Премия в размер на 61,41 лв./MWh при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.5. Премия в размер на 133,42 лв./MWh при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

7.6. Премия в размер на 2,74 лв./MWh при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 12,10 лв./MWh при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW;

7.8. За ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС премия не следва да се определя, тъй като прогнозната пазарна цена за ВтЕЦ е по-висока от посочената преференциална цена;

7.9. Премия в размер на 39,07 лв./MWh при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.10. Премия в размер на 36,40 лв./MWh при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7.11. Премия в размер на 299,29 лв./MWh при преференциална цена – 389,30 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

7.12. Премия в размер на 363,47 лв./MWh при преференциална цена – 453,48 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;



7.13. Премия в размер на 261,68 лв./MWh при преференциална цена – 351,69 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

**8. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6** в размер на 259,91 лв./MWh при преференциална цена – 349,92 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

**9. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 4** в размер на 367,96 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 457,97 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони;

**10. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2** в размер на 261,61 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 351,62 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони;

**11. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР** в размер на 205,29 лв./MWh при преференциална цена – 295,30 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство.

**12. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР:**

12.1. Премия във връзка с преференциалната цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г., в частта по т. 1., отменено с Решение № 5209 от 09.08.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 13565 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 2539 от 18.02.2020 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 13280 от 2018 г., следва да бъде определена след произнасяне на КЕВР във връзка с отмененото решение.

12.2. Премия в размер на 49,26 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

**13. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР** в размер на 39,05 лв./MWh при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

**14. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-14 от 03.04.2019 г. на КЕВР** в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена в размер на 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана

мощност под 10 MW, които са въведени в експлоатация до влизане в сила на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата, отм.

**15. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:**

№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-18 от 20.06.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																						
1	222,83		216,55	125,60	203,98	113,03	191,41	100,46	178,84	87,89	166,27	75,32	153,71	62,76	141,14	50,19	128,57	37,62	116,00	25,05	103,43	12,48
<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																						
2	186,87		181,71	90,76	171,39	80,44	161,08	70,13	150,76	59,81	140,44	49,49	130,12	39,17	119,80	28,85	109,49	18,54	99,17	8,22	88,85	-2,10
<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																						
3	179,04		174,13	83,18	164,30	73,35	154,47	63,52	144,64	53,69	134,81	43,86	124,98	34,03	115,15	24,20	105,32	14,37	95,49	4,54	85,66	-5,29
<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>																						
4	265,05		257,45	166,50	242,24	151,29	227,03	136,08	211,82	120,87	196,61	105,66	181,40	90,45	166,19	75,24	150,98	60,03	135,77	44,82	120,56	29,61
<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																						
5	112,10		109,12	18,17	103,15	12,20	97,19	6,24	91,22	0,27	85,26	-5,69	79,29	-11,66	73,33	-17,62	67,36	-23,59	61,40	-29,55	55,43	-35,52
<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																						
6	191,00		187,18	103,73	179,54	96,09	171,91	88,46	164,27	80,82	156,63	73,18	148,99	65,54	141,35	57,90	133,72	50,27	126,08	42,63	118,44	34,99
<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																						
7	173,06		169,65	86,20	162,84	79,39	156,03	72,58	149,22	65,77	142,41	58,96	135,60	52,15	128,79	45,34	121,98	38,53	115,17	31,72	108,36	24,91
<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																						
8	137,06		134,99	51,54	130,86	47,41	126,73	43,28	122,60	39,15	118,47	35,02	114,34	30,89	110,21	26,76	106,08	22,63	101,95	18,50	97,82	14,37
<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>																						
9	583,77		569,27	474,31	540,27	445,31	511,28	416,32	482,28	387,32	453,28	358,32	424,29	329,33	395,29	300,33	366,29	271,33	337,30	242,34	308,30	213,34
<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт</i>																						
10	485,60		473,67	378,71	449,82	354,86	425,97	331,01	402,11	307,15	378,26	283,30	354,41	259,45	330,56	235,60	306,70	211,74	282,85	187,89	259,00	164,04
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																						
11	255,51	236,69	222,18	132,17	207,71	117,70	193,30	103,29	178,97	88,96	164,74	74,73	150,63	60,62	136,70	46,69	123,01	33,00	109,68	19,67	103,20	13,19
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																						
12	282,15	301,84	287,04	197,03	272,30	182,29	257,62	167,61	243,02	153,01	228,51	138,50	214,13	124,12	199,89	109,88	185,83	95,82	172,02	82,01	165,23	75,22
<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																						
13	227,20	149,49	135,65	45,64	121,81	31,80	107,96	17,95	94,12	4,11	80,29	-9,72	66,46	-23,55	52,65	-37,36	38,86	-51,15	25,16	-64,85	18,40	-71,61
<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																						
14	405,61	438,53	416,37	326,36	394,27	304,26	372,24	282,23	350,29	260,28	328,44	238,43	306,70	216,69	285,13	195,12	263,74	173,73	242,61	152,60	232,17	142,16
<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																						
15	429,42	392,95	360,24	270,23	327,56	237,55	294,92	204,91	262,32	172,31	229,81	139,80	197,40	107,39	165,19	75,18	133,31	43,30	102,15	12,14	87,12	-2,89

## 16. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
1	<b>Нисконапонни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</b>																			
	193,35		188,55	97,60	178,94	87,99	169,34	78,39	159,73	68,78	150,12	59,17	140,52	49,57	130,91	39,96	121,31	30,36	111,70	20,75
2	<b>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</b>																			
	162,69		158,75	67,80	150,86	59,91	142,98	52,03	135,09	44,14	127,20	36,25	119,32	28,37	111,43	20,48	103,55	12,60	95,66	4,71
3	<b>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</b>																			
	156,01		152,25	61,30	144,74	53,79	137,23	46,28	129,72	38,77	122,21	31,26	114,69	23,74	107,18	16,23	99,67	8,72	92,16	1,21
4	<b>Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 кВт</b>																			
	229,33		223,52	132,57	211,90	120,95	200,27	109,32	188,65	97,70	177,03	86,08	165,40	74,45	153,78	62,83	142,16	51,21	130,53	39,58
5	<b>Микро ВЕЦ с помпи</b>																			
	98,15		95,87	4,92	91,31	0,36	86,75	-4,20	82,19	-8,76	77,63	-13,32	73,08	-17,87	68,52	-22,43	63,96	-26,99	59,40	-31,55
6	<b>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</b>																			
	148,71		146,29	62,84	141,43	57,98	136,57	53,12	131,71	48,26	126,85	43,40	121,99	38,54	117,13	33,68	112,27	28,82	107,41	23,96
7	<b>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</b>																			
	132,71		130,60	47,15	126,37	42,92	122,14	38,69	117,92	34,47	113,69	30,24	109,46	26,01	105,23	21,78	101,00	17,55	96,78	13,33
8	<b>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</b>																			
	104,43		103,22	19,77	100,80	17,35	98,38	14,93	95,96	12,51	93,54	10,09	91,12	7,67	88,70	5,25	86,28	2,83	83,86	0,41
9	<b>ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии</b>																			
	316,11		309,70	214,74	296,87	201,91	284,03	189,07	271,20	176,24	258,37	163,41	245,54	150,58	232,71	137,75	219,87	124,91	207,04	112,08
10	<b>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</b>																			
	237,05		232,42	137,46	223,14	128,18	213,87	118,91	204,59	109,63	195,32	100,36	186,04	91,08	176,77	81,81	167,49	72,53	158,22	63,26
11	<b>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт</b>																			
	236,26		231,65	136,69	222,41	127,45	213,17	118,21	203,93	108,97	194,69	99,73	185,45	90,49	176,21	81,25	166,97	72,01	157,73	62,77
12	<b>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</b>																			
	232,40	149,53	135,69	45,68	121,85	31,84	108,02	18,01	94,19	4,18	80,36	-9,65	66,55	-23,46	52,76	-37,25	39,02	-50,99	25,41	-64,60
13	<b>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</b>																			
	400,97	360,48	331,08	241,07	301,71	211,70	272,38	182,37	243,12	153,11	213,94	123,93	184,89	94,88	156,06	66,05	127,59	37,58	99,85	9,84

**17. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:**

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
		процент на безвъзмездното финансиране																	
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
		Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия
1	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади</i>																		
	206,34	202,40	107,44	194,51	99,55	186,61	91,65	178,72	83,76	170,83	75,87	162,93	67,97	155,04	60,08	147,15	52,19	139,25	44,29
2	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 10 000 кВтр</i>																		
	171,37	168,21	73,25	161,89	66,93	155,57	60,61	149,25	54,29	142,93	47,97	136,61	41,65	130,29	35,33	123,97	29,01	117,65	22,69
3	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтр</i>																		
	169,85	166,73	71,77	160,48	65,52	154,22	59,26	147,97	53,01	141,72	46,76	135,47	40,51	129,22	34,26	122,96	28,00	116,71	21,75

**18. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:**

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
			процент на безвъзмездното финансиране																
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%		
			Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	<i>Нисконапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																		
	193,38		183,77	92,82	174,17	83,22	164,56	73,61	154,96	64,01	145,35	54,40	135,74	44,79	126,14	35,19	116,53	25,58	
2	<i>Нисконапонни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																		
	242,30		230,21	139,26	218,11	127,16	206,02	115,07	193,92	102,97	181,83	90,88	169,73	78,78	157,64	66,69	145,54	54,59	
3	<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																		
	162,71		154,82	63,87	146,94	55,99	139,05	48,10	131,17	40,22	123,28	32,33	115,39	24,44	107,51	16,56	99,62	8,67	
4	<i>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																		
	156,04		148,53	57,58	141,02	50,07	133,50	42,55	125,99	35,04	118,48	27,53	110,97	20,02	103,46	12,51	95,94	4,99	
5	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>																		
	229,35		217,73	126,78	206,10	115,15	194,48	103,53	182,85	91,90	171,23	80,28	159,61	68,66	147,98	57,03	136,36	45,41	
6	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																		
	98,15		93,60	2,65	89,06	-1,89	84,51	-6,44	79,97	-10,98	75,42	-15,53	70,87	-20,08	66,33	-24,62	61,78	-29,17	
7	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 кВт</i>																		
	151,39		146,91	63,46	142,42	58,97	137,94	54,49	133,45	50,00	128,97	45,52	124,48	41,03	120,00	36,55	115,51	32,06	
8	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 кВт</i>																		
	122,50		118,83	35,38	115,16	31,71	111,49	28,04	107,82	24,37	104,16	20,71	100,49	17,04	96,82	13,37	93,15	9,70	
9	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																		
	105,16		102,74	19,29	100,32	16,87	97,90	14,45	95,48	12,03	93,06	9,61	90,63	7,18	88,21	4,76	85,79	2,34	
10	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>																		
	196,58		188,63	93,67	180,68	85,72	172,72	77,76	164,77	69,81	156,82	61,86	148,87	53,91	140,92	45,96	132,96	38,00	
11	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																		
	176,29		169,18	74,22	162,06	67,10	154,95	59,99	147,84	52,88	140,73	45,77	133,61	38,65	126,50	31,54	119,39	24,43	
12	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт</i>																		
	160,20		153,84	58,88	147,47	52,51	141,11	46,15	134,74	39,78	128,38	33,42	122,02	27,06	115,65	20,69	109,29	14,33	

13	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	249,66	206,65	193,30	103,29	180,00	89,99	166,77	76,76	153,62	63,61	140,57	50,56	127,68	37,67	114,98	24,97	102,58	12,57
14	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	277,39	295,97	281,79	191,78	267,65	177,64	253,68	163,67	239,58	149,57	225,67	135,66	211,87	121,86	198,21	108,20	184,73	94,72
15	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	221,71	138,30	125,58	35,57	112,86	22,85	100,14	10,13	87,43	-2,58	74,72	-15,29	62,02	-27,99	49,34	-40,67	36,69	-53,32
16	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса отрастителни и животински субстанции</i>																	
	447,43	460,16	436,25	346,24	412,41	322,40	388,64	298,63	364,97	274,96	341,41	251,40	317,99	227,98	294,75	204,74	271,74	181,73
17	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																	
	387,04	390,80	363,10	273,09	335,46	245,45	307,87	217,86	280,37	190,36	252,98	162,97	225,75	135,74	198,75	108,74	172,10	82,09

**19. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:**

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																			
	189,31		184,60	93,65	175,20	84,25	165,80	74,85	156,39	65,44	146,99	56,04	137,59	46,64	128,18	37,23	118,78	27,83	109,38	18,43
2	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																			
	159,14		155,28	64,33	147,57	56,62	139,86	48,91	132,14	41,19	124,43	33,48	116,72	25,77	109,00	18,05	101,29	10,34	93,58	2,63
3	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																			
	152,36		148,69	57,74	141,36	50,41	134,02	43,07	126,69	35,74	119,35	28,40	112,02	21,07	104,68	13,73	97,35	6,40	90,01	-0,94
4	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>																			
	224,37		218,68	127,73	207,31	116,36	195,94	104,99	184,57	93,62	173,20	82,25	161,82	70,87	150,45	59,50	139,08	48,13	127,71	36,76
5	<i>Руслови ВЕЦ до 5 МВт</i>																			
	236,92		231,00	140,05	219,17	128,22	207,35	116,40	195,52	104,57	183,69	92,74	171,87	80,92	160,04	69,09	148,22	57,27	136,39	45,44
6	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	0,57	87,18	-3,77	82,84	-8,11	78,50	-12,45	74,16	-16,79	69,82	-21,13	65,48	-25,47	61,14	-29,81	56,80	-34,15
7	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	-1,24	80,29	-3,16	78,38	-5,07	76,47	-6,98	74,55	-8,90	72,64	-10,81	70,72	-12,73	68,81	-14,64	66,90	-16,55
8	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт<sub>p</sub> до 10 000 кВт<sub>p</sub></i>																			
	134,03		131,34	36,38	125,93	30,97	120,52	25,56	115,12	20,16	109,71	14,75	104,30	9,34	98,89	3,93	93,48	-1,48	88,08	-6,88
9	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт<sub>p</sub></i>																			
	131,36		128,77	33,81	123,56	28,60	118,34	23,38	113,12	18,16	107,90	12,94	102,68	7,72	97,46	2,50	92,24	-2,72	87,02	-7,94
10	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 кВт до 5 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	387,53	389,30	369,15	279,14	349,01	259,00	328,88	238,87	308,77	218,76	288,68	198,67	268,61	178,60	248,58	158,57	228,58	138,57	208,63	118,62
11	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	447,43	453,48	429,42	339,41	405,41	315,40	381,45	291,44	357,56	267,55	333,75	243,74	310,03	220,02	286,45	196,44	263,03	173,02	239,83	149,82
12	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																			
	387,94	351,69	323,86	233,85	296,06	206,05	268,29	178,28	240,58	150,57	212,94	122,93	185,41	95,40	158,03	68,02	130,94	40,93	104,35	14,34



По отношение на горните точки от 15 до 19, следва да се има предвид, че в случаите, в които разликата между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, е отрицателна величина не следва да се определят премии.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 6, т. 1, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

## КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

**I. Определя, считано от 01.07.2020 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:**

**1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 238,07 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 348 kWh/kWp.**

**2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 198,27 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 348 kWh/kWp.**

**II. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР – 295,30 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 205,29 лв./MWh, без ДДС.**

**III. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4, както следва:**

**1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 496,34 лв./MWh.**

**2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW – 457,97 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 367,96 лв./MWh, без ДДС.**

**IV.** Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 – 407,97 лв./MWh.

**V.** Актуализира преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 – 349,92 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 259,91 лв./MWh, без ДДС.

**VI.** Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 – 389,30 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 299,29 лв./MWh, без ДДС.

**VII.** Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 453,48 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 363,47 лв./MWh, без ДДС.

**VIII.** Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 - 351,69 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 261,68 лв./MWh, без ДДС.

**IX.** Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 206,65 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 116,64 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 295,97 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 205,96 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 138,30 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 48,29 лв./MWh, без ДДС.

X. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 – 460,16 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 370,15 лв./MWh, без ДДС.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 – 462,92 лв./MWh.

XII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37 – 390,80 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 300,79 лв./MWh, без ДДС.

XIII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 - 360,48 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 270,47 лв./MWh, без ДДС.

XIV. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 – 149,53 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 59,52 лв./MWh, без ДДС.

XV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 236,69 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 146,68 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 301,84 лв./MWh и определя premia за тази цена в размер на: 211,83 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други

дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 149,49 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 59,48 лв./MWh, без ДДС.

XVI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 – 438,53 лв./MWh.

XVII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници за електроцентрали, с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 392,95 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 302,94 лв./MWh, без ДДС.

XVIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не повече от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-36 от 09.11.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 2 – 351,62 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 261,61 лв./MWh, без ДДС.

XIX. Определя премии за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., както следва:

1.1. Премия в размер на 122,44 лв./MWh при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.2. Премия в размер на 87,73 лв./MWh при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.3. Премия в размер на 80,23 лв./MWh при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 162,53 лв./MWh при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,84 лв./MWh при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 89,50 лв./MWh при определената цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 65,13 лв./MWh при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 604,15 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

1.10. Премия в размер на 30,59 лв./MWh при преференциална цена – 120,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 MW, чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци.

2. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 131,88 лв./MWh при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.2. Премия в размер на 95,92 лв./MWh при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 88,09 лв./MWh при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.4. Премия в размер на 174,10 лв./MWh при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 21,15 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 107,55 лв./MWh при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 89,61 лв./MWh при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 53,61 лв./MWh при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 488,81 лв./MWh при преференциална цена – 583,77 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW до 1000 kW монтирани на покриви и фасади, в частта за електрически централи с инсталирана мощност от 1 MW;

2.10. Премия в размер на 390,64 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

3. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

3.1. Премия в размер на 102,40 лв./MWh при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.2. Премия в размер на 71,76 лв./MWh при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.3. Премия в размер на 65,06 лв./MWh при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и

деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.4. Премия в размер на 138,38 лв./MWh при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

3.5. Премия в размер на 7,20 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

3.6. Премия в размер на 20,98 лв./MWh при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

3.7. Премия в размер на 142,09 лв./MWh при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.8. Премия в размер на 141,30 лв./MWh при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 76,41 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.2. Премия в размер на 74,89 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

5. Премии във връзка с определени и цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

5.1. Премия в размер на 102,43 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 151,35 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

5.3. Премия в размер на 71,76 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.4. Премия в размер на 65,09 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за висконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.5. Премия в размер на 138,40 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

5.6. Премия в размер на 7,20 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

5.7. Премия в размер на 21,71 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

5.8. Премия в размер на 81,33 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.9. Премия в размер на 65,24 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

6.1. Премия в размер на 98,36 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.2. Премия в размер на 145,97 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 68,19 лв./MWh, без ДДС, при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.4. Премия в размер на 61,41 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.5. Премия в размер на 133,42 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 2,74 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 12,10 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW;

6.8. Не определя премия при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.9. Премия в размер на 39,07 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 36,40 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, в частта по т. 2 в размер на 49,26 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

8. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 39,05 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

9. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-14 от 03.04.2019 г. на КЕВР в размер на 21,53 лв./MWh при преференциална цена в размер на 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност под 10 MW, които са въведени в експлоатация до

**влизане в сила на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата, отм.**

**10. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-36 от 07.11.2011 г. на КЕВР:**



№	Преференциална цена, съгласно решение № Ц-18 от 20.06.2011 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																			
			процент на безвъзмездното финансиране в конкретния размер на инвестицията																			
			до 10%		над 10 до 20%		над 20 до 30%		над 30 до 40%		над 40 до 50%		над 50 до 60%		над 60 до 70%		над 70 до 80%		над 80 до 90%		над 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	222,83	<i>Нисконапонни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																				
		216,55	125,60	203,98	113,03	191,41	100,46	178,84	87,89	166,27	75,32	153,71	62,76	141,14	50,19	128,57	37,62	116,00	25,05	103,43	12,48	
2	186,87	<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																				
		181,71	90,76	171,39	80,44	161,08	70,13	150,76	59,81	140,44	49,49	130,12	39,17	119,80	28,85	109,49	18,54	99,17	8,22	88,85	не определя премия	
3	179,04	<i>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																				
		174,13	83,18	164,30	73,35	154,47	63,52	144,64	53,69	134,81	43,86	124,98	34,03	115,15	24,20	105,32	14,37	95,49	4,54	85,66	не определя премия	
4	265,05	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>																				
		257,45	166,50	242,24	151,29	227,03	136,08	211,82	120,87	196,61	105,66	181,40	90,45	166,19	75,24	150,98	60,03	135,77	44,82	120,56	29,61	
5	112,10	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																				
		109,12	18,17	103,15	12,20	97,19	6,24	91,22	0,27	85,26	не определя премия	79,29	не определя премия	73,33	не определя премия	67,36	не определя премия	61,40	не определя премия	55,43	не определя премия	
6	191,00	<i>Вятърни електрически централи до 2 250 часа</i>																				
		187,18	103,73	179,54	96,09	171,91	88,46	164,27	80,82	156,63	73,18	148,99	65,54	141,35	57,90	133,72	50,27	126,08	42,63	118,44	34,99	
7	173,06	<i>Вятърни електрически централи над 2 250 часа</i>																				
		169,65	86,20	162,84	79,39	156,03	72,58	149,22	65,77	142,41	58,96	135,60	52,15	128,79	45,34	121,98	38,53	115,17	31,72	108,36	24,91	
8	137,06	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																				
		134,99	51,54	130,86	47,41	126,73	43,28	122,60	39,15	118,47	35,02	114,34	30,89	110,21	26,76	106,08	22,63	101,95	18,50	97,82	14,37	
9	583,77	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>																				
		569,27	474,31	540,27	445,31	511,28	416,32	482,28	387,32	453,28	358,32	424,29	329,33	395,29	300,33	366,29	271,33	337,30	242,34	308,30	213,34	
10	485,60	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт</i>																				
		473,67	378,71	449,82	354,86	425,97	331,01	402,11	307,15	378,26	283,30	354,41	259,45	330,56	235,60	306,70	211,74	282,85	187,89	259,00	164,04	
11	255,51	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																				
		236,69	222,18	132,17	207,71	117,70	193,30	103,29	178,97	88,96	164,74	74,73	150,63	60,62	136,70	46,69	123,01	33,00	109,68	19,67	103,20	13,19
12	282,15	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																				
		301,84	287,04	197,03	272,30	182,29	257,62	167,61	243,02	153,01	228,51	138,50	214,13	124,12	199,89	109,88	185,83	95,82	172,02	82,01	165,23	75,22
13	227,20	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																				
		149,49	135,65	45,64	121,81	31,80	107,96	17,95	94,12	4,11	80,29	не определя премия	66,46	не определя премия	52,65	не определя премия	38,86	не определя премия	25,16	не определя премия	18,40	не определя премия
14	405,61	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																				
		438,53	416,37	326,36	394,27	304,26	372,24	282,23	350,29	260,28	328,44	238,43	306,70	216,69	285,13	195,12	263,74	173,73	242,61	152,60	232,17	142,16
15	429,42	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																				
		392,95	360,24	270,23	327,56	237,55	294,92	204,91	262,32	172,31	229,81	139,80	197,40	107,39	165,19	75,18	133,31	43,30	102,15	12,14	87,12	не определя премия

### 11. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-019 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	Нисконапорни деривационни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт																			
	193,35		188,55	97,60	178,94	87,99	169,34	78,39	159,73	68,78	150,12	59,17	140,52	49,57	130,91	39,96	121,31	30,36	111,70	20,75
2	Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт																			
	162,69		158,75	67,80	150,86	59,91	142,98	52,03	135,09	44,14	127,20	36,25	119,32	28,37	111,43	20,48	103,55	12,60	95,66	4,71
3	Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт																			
	156,01		152,25	61,30	144,74	53,79	137,23	46,28	129,72	38,77	122,21	31,26	114,69	23,74	107,18	16,23	99,67	8,72	92,16	1,21
4	Тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 кВт																			
	229,33		223,52	132,57	211,90	120,95	200,27	109,32	188,65	97,70	177,03	86,08	165,40	74,45	153,78	62,83	142,16	51,21	130,53	39,58
5	Микро ВЕЦ с помпи																			
	98,15		95,87	4,92	91,31	0,36	86,75	не определя премия	82,19	не определя премия	77,63	не определя премия	73,08	не определя премия	68,52	не определя премия	63,96	не определя премия	59,40	не определя премия
6	Вятърни електрически централи до 2 250 часа																			
	148,71		146,29	62,84	141,43	57,98	136,57	53,12	131,71	48,26	126,85	43,40	121,99	38,54	117,13	33,68	112,27	28,82	107,41	23,96
7	Вятърни електрически централи над 2 250 часа																			
	132,71		130,60	47,15	126,37	42,92	122,14	38,69	117,92	34,47	113,69	30,24	109,46	26,01	105,23	21,78	101,00	17,55	96,78	13,33
8	Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор																			
	104,43		103,22	19,77	100,80	17,35	98,38	14,93	95,96	12,51	93,54	10,09	91,12	7,67	88,70	5,25	86,28	2,83	83,86	0,41
9	ФЕЦ с обща инсталирана мощност над 200 до 1 000 kWp, изградени върху покривни и фасадни конструкции, изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности присъединени към електропреносната или електроразпределителната мрежа в урбанизирани територии																			
	316,11		309,70	214,74	296,87	201,91	284,03	189,07	271,20	176,24	258,37	163,41	245,54	150,58	232,71	137,75	219,87	124,91	207,04	112,08
10	ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт																			
	237,05		232,42	137,46	223,14	128,18	213,87	118,91	204,59	109,63	195,32	100,36	186,04	91,08	176,77	81,81	167,49	72,53	158,22	63,26
11	ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт																			
	236,26		231,65	136,69	222,41	127,45	213,17	118,21	203,93	108,97	194,69	99,73	185,45	90,49	176,21	81,25	166,97	72,01	157,73	62,77
12	ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци																			
	232,40	149,53	135,69	45,68	121,85	31,84	108,02	18,01	94,19	4,18	80,36	не определя премия	66,55	не определя премия	52,76	не определя премия	39,02	не определя премия	25,41	не определя премия
13	ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци																			
	400,97	360,48	331,08	241,07	301,71	211,70	272,38	182,37	243,12	153,11	213,94	123,93	184,89	94,88	156,06	66,05	127,59	37,58	99,85	9,84

12. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																
		процент на безвъзмездното финансиране																
		до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	206,34	202,40	107,44	194,51	99,55	186,61	91,65	178,72	83,76	170,83	75,87	162,93	67,97	155,04	60,08	147,15	52,19	139,25
2	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтр до 10 000 кВтр</i>																	
	171,37	168,21	73,25	161,89	66,93	155,57	60,61	149,25	54,29	142,93	47,97	136,61	41,65	130,29	35,33	123,97	29,01	117,65
3	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтр</i>																	
	169,85	166,73	71,77	160,48	65,52	154,22	59,26	147,97	53,01	141,72	46,76	135,47	40,51	129,22	34,26	122,96	28,00	116,71

### 13. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-20 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена, съгласно решение Ц-19 от 28.06.2013 г.	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС															
			процент на безвъзмездното финансиране															
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70 до 80%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	<i>Нисконапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 30 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																	
	193,38		183,77	92,82	174,17	83,22	164,56	73,61	154,96	64,01	145,35	54,40	135,74	44,79	126,14	35,19	116,53	25,58
2	<i>Нисконапонни руслови ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над до 15 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																	
	242,30		230,21	139,26	218,11	127,16	206,02	115,07	193,92	102,97	181,83	90,88	169,73	78,78	157,64	66,69	145,54	54,59
3	<i>Среднонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																	
	162,71		154,82	63,87	146,94	55,99	139,05	48,10	131,17	40,22	123,28	32,33	115,39	24,44	107,51	16,56	99,62	8,67
4	<i>Високонапонни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен над над 100 метра и синсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																	
	156,04		148,53	57,58	141,02	50,07	133,50	42,55	125,99	35,04	118,48	27,53	110,97	20,02	103,46	12,51	95,94	4,99
5	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>																	
	229,35		217,73	126,78	206,10	115,15	194,48	103,53	182,85	91,90	171,23	80,28	159,61	68,66	147,98	57,03	136,36	45,41
6	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																	
	98,15		93,60	2,65	89,06	не определя премия	84,51	не определя премия	79,97	не определя премия	75,42	не определя премия	70,87	не определя премия	66,33	не определя премия	61,78	не определя премия
7	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност до 1 000 кВт</i>																	
	151,39		146,91	63,46	142,42	58,97	137,94	54,49	133,45	50,00	128,97	45,52	124,48	41,03	120,00	36,55	115,51	32,06
8	<i>Вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 000 кВт</i>																	
	122,50		118,83	35,38	115,16	31,71	111,49	28,04	107,82	24,37	104,16	20,71	100,49	17,04	96,82	13,37	93,15	9,70
9	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																	
	105,16		102,74	19,29	100,32	16,87	97,90	14,45	95,48	12,03	93,06	9,61	90,63	7,18	88,21	4,76	85,79	2,34
10	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>																	
	196,58		188,63	93,67	180,68	85,72	172,72	77,76	164,77	69,81	156,82	61,86	148,87	53,91	140,92	45,96	132,96	38,00
11	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																	
	176,29		169,18	74,22	162,06	67,10	154,95	59,99	147,84	52,88	140,73	45,77	133,61	38,65	126,50	31,54	119,39	24,43
12	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт</i>																	
	160,20		153,84	58,88	147,47	52,51	141,11	46,15	134,74	39,78	128,38	33,42	122,02	27,06	115,65	20,69	109,29	14,33

13	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																		
	249,66	206,65	193,30	103,29	180,00	89,99	166,77	76,76	153,62	63,61	140,57	50,56	127,68	37,67	114,98	24,97	102,58	12,57	
14	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																		
	277,39	295,97	281,79	191,78	267,65	177,64	253,68	163,67	239,58	149,57	225,67	135,66	211,87	121,86	198,21	108,20	184,73	94,72	
15	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 5 000 кВт, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																		
	221,71	138,30	125,58	35,57	112,86	22,85	100,14	10,13	87,43	не определя премия	74,72	не определя премия	62,02	не определя премия	49,34	не определя премия	36,69	не определя премия	
16	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																		
	447,43	460,16	436,25	346,24	412,41	322,40	388,64	298,63	364,97	274,96	341,41	251,40	317,99	227,98	294,75	204,74	271,74	181,73	
17	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>																		
	387,04	390,80	363,10	273,09	335,46	245,45	307,87	217,86	280,37	190,36	252,98	162,97	225,75	135,74	198,75	108,74	172,10	82,09	

#### 14. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-14 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

№	Преференциална цена на електрическата енергия	Актуализирана цена в Решение от 01.07.2020 г.	Премии и цени на електрическата енергия произведена от обекти изградени със средства от национална и/или европейска схема за подпомагане, в лв./MWh, без ДДС																	
			процент на безвъзмездното финансиране																	
			до 10%		над 10% до 20%		над 20% до 30%		над 30% до 40%		над 40% до 50%		над 50% до 60%		над 60% до 70%		над 70% до 80%		над 80% до 90%	
Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	Цена	Премия	
1	<i>Нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																			
	189,31		184,60	93,65	175,20	84,25	165,80	74,85	156,39	65,44	146,99	56,04	137,59	46,64	128,18	37,23	118,78	27,83	109,38	18,43
2	<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																			
	159,14		155,28	64,33	147,57	56,62	139,86	48,91	132,14	41,19	124,43	33,48	116,72	25,77	109,00	18,05	101,29	10,34	93,58	2,63
3	<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>																			
	152,36		148,69	57,74	141,36	50,41	134,02	43,07	126,69	35,74	119,35	28,40	112,02	21,07	104,68	13,73	97,35	6,40	90,01	не определя премия

4	<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>																			
	224,37		218,68	127,73	207,31	116,36	195,94	104,99	184,57	93,62	173,20	82,25	161,82	70,87	150,45	59,50	139,08	48,13	127,71	36,76
5	<i>Руслови ВЕЦ до 5 МВт</i>																			
	236,92		231,00	140,05	219,17	128,22	207,35	116,40	195,52	104,57	183,69	92,74	171,87	80,92	160,04	69,09	148,22	57,27	136,39	45,44
6	<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>																			
	93,69		91,52	0,57	87,18	не определя премия	82,84	не определя премия	78,50	не определя премия	74,16	не определя премия	69,82	не определя премия	65,48	не определя премия	61,14	не определя премия	56,80	не определя премия
7	<i>Вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>																			
	83,16		82,21	не определя премия	80,29	не определя премия	78,38	не определя премия	76,47	не определя премия	74,55	не определя премия	72,64	не определя премия	70,72	не определя премия	68,81	не определя премия	66,90	не определя премия
8	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт<sub>p</sub> до 10 000 кВт<sub>p</sub></i>																			
	134,03		131,34	36,38	125,93	30,97	120,52	25,56	115,12	20,16	109,71	14,75	104,30	9,34	98,89	3,93	93,48	не определя премия	88,08	не определя премия
9	<i>ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВт<sub>p</sub></i>																			
	131,36		128,77	33,81	123,56	28,60	118,34	23,38	113,12	18,16	107,90	12,94	102,68	7,72	97,46	2,50	92,24	не определя премия	87,02	не определя премия
10	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 1 500 кВт до 5 000 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	387,53	389,30	369,15	279,14	349,01	259,00	328,88	238,87	308,77	218,76	288,68	198,67	268,61	178,60	248,58	158,57	228,58	138,57	208,63	118,62
11	<i>ЕЦ с инсталирана мощност над 500 кВт до 1 500 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>																			
	447,43	453,48	429,42	339,41	405,41	315,40	381,45	291,44	357,56	267,55	333,75	243,74	310,03	220,02	286,45	196,44	263,03	173,02	239,83	149,82
12	<i>ЕЦ с инсталирана мощност до 5 000 кВт, с комбиниран цикъл, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци</i>																			
	387,94	351,69	323,86	233,85	296,06	206,05	268,29	178,28	240,58	150,57	212,94	122,93	185,41	95,40	158,03	68,02	130,94	40,93	104,35	14,34

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**