



## ПРОТОКОЛ

№ 382

София, 11.12.2023 година

Днес, 11.12.2023 г. от 10:02 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членът на Комисията Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1481 от 07.12.2023 г. и проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Силвия Петрова и Радослав Райков

**По т.1. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-1481 от 07.12.2023 г. и проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. В тази връзка със Заповед № 3-Е-368 от 26.10.2021 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група.

**Предвид горното и след анализ на относимите факти и обстоятелства, Комисията установи следното:**

Съгласно чл. 105, ал. 1 от ЗЕ, с цел гарантиране сигурната работа на електроенергийната система, операторът на електропреносната мрежа сключва сделки за допълнителни услуги при условията и по реда на Правилата за управление на електроенергийната система и Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) с доставчици от и/или извън страната. Операторът на електропреносната мрежа закупува

разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура – чл. 105, ал. 2 от ЗЕ. Посочените услуги представляват допълнителни услуги по смисъла на § 1, т. 14 от Допълнителните разпоредби (ДР) на ЗЕ, като според чл. 105, ал. 4 от ЗЕ активираната от тях нетна електрическа енергия се заплаща при условия, по ред и при цена, определени в ПТЕЕ.

Съгласно § 1, т. 2 от ДР на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в ПТЕЕ и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система и сигурната паралелна работа на електроенергийна система на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ правилата за балансиращия пазар регламентират условията за осигуряване на резерви за допълнителни услуги и за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурна паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа. Производителите на електрическа енергия известяват графици в изпълнение на сключените договори в рамките на работния диапазон на своите агрегати и съгласно очакваното нетно производство за съответния период. Координаторите на балансиращи групи известяват графици за количествата електрическа енергия съгласно сключените договори и реализираните от тях сделки на борсовия пазар.

С оглед реализирането на електрическа енергия на балансиращия пазар, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори за участие на балансиращия пазар с доставчик на балансиращи услуги, които имат за предмет предоставяне на балансираща енергия на независимия преносен оператор от активиран резерв от автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности, както и от резерв за заместване. – чл. 11, т. 7 и чл. 17, ал. 1 от ПТЕЕ.

Според чл. 99, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ за целите на балансиране на производството и потреблението на електрическа енергия операторът на електропреносната мрежа организира пазар на балансираща енергия в съответствие с ПТЕЕ и е страна по всички сделки с балансираща енергия, в т.ч. и с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти и/или агрегирани съоръжения/обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Според правилата на Глава девета „Балансиращ пазар“ на ПТЕЕ сключената сделка на балансиращия пазар установява задълженията на съответния доставчик на балансиращия пазар да предоставя или да закупува енергия на/от електропреносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар, а в изпълнение на такива сделки ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирало по реда на ПТЕЕ.

С Решение № Ц-27 от 30.12.2022 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2023 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва: пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв./MWh, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ (ПДН) на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на ПДН на „Българска независима енергийна

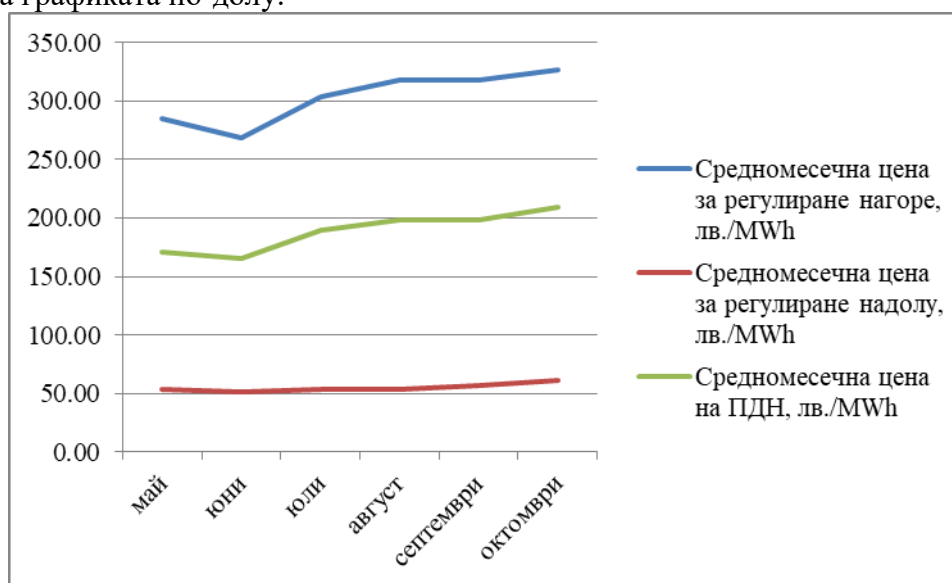
борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД. Според Решение № Ц-27 от 30.12.2022 г. КЕВР, в частта по т. 3, посочените пределни цени не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

С Правила за изменение и допълнение на ПТЕЕ (обн., ДВ бр. 36 от 21.04.2023 г., в сила от 01.05.2023 г.) КЕВР е приела нова методика за определяне на цените на балансиращата енергия за недостиг/излишък. С методиката, която е приложение към чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ, се създава механизъм за изчисляване на разходите за балансиране на координаторите на балансиращи групи във всеки период на сетълмент, статус на регулиране, позиция на небаланса (излишък/недостиг) и посоката на плащане между независимия преносен оператор и координаторите. С прилагането на новата методика се постига единна цена за недостиг и излишък в около 75% от интервалите на сетълмент.

Във връзка с горното е обосновано да се извърши анализ на постигнатите цени за регулиране нагоре и надолу само за месеците, през които е в сила новата методика. Резултатите са описани в таблицата по-долу:

	Средномесечна цена за регулиране нагоре лв./MWh	Средномесечна цена за регулиране надолу лв./MWh	Средномесечна цена на ПДН, лв./MWh
май	284,58	53,28	170,87
юни	268,79	50,81	165,97
юли	304,10	53,39	189,22
август	317,83	53,69	198,22
септември	317,52	57,02	198,82
октомври	327,13	60,88	208,87

Цените на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Кривите на средномесечните цени за регулиране нагоре и регулиране надолу, както и средномесечните цени на ПДН, са изобразени на графиката по-долу:



Видно от графиката, обвързването на цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в Р България, с цените на спот пазара възпрепятства реализирането

на пазарни манипулации и арбитражи между отделните пазарни сегменти.

Също така следва да се има предвид, че през м. юни 2024 г. предстои въвеждане на нов механизъм в пазарен сегмент „в рамките на деня“, който ще създаде възможност да се провеждат търгове с продукти с 15-минутни интервали на доставка, както и на блокови продукти. Механизмът ще позволява търговия чрез три последователни двустранни търга с образуване на единна цена. Този нов способ за търговия предоставя допълнителни възможности на търговските участници за намаляване на разходите им за небаланси.

В допълнение към горното следва да се има предвид, че резервът за автоматично вторично регулиране в ЕЕС на Р България се предоставя основно от топлоелектрически централи (ТЕЦ) – ТЕЦ „Ей и Ес Марица изток 1“, ТЕЦ „Марица изток 2“, ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“ и ТЕЦ „Бобов дол“. В тази връзка цените, които се заплащат от ЕСО ЕАД на доставчиците на услугата за регулиране нагоре следва да покриват обективно разходите на производителите и да са на ниво, позволяващо ефективна конкуренция. Когато цените на пазар ден напред са по-ниски от 260 лв./MWh, съответно пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре е в размер по-нисък от 360 лв./MWh, топлоелектрическите централи предоставят тази услуга на цени под себестойност и реализират загуби. С Регламент (ЕС) 2022/1854 относно спешна намеса за справяне с високите цени на енергията се обосновава ограничаването на пазарните приходи от източници за производство на електрическа енергия до 180 EUR/MWh. Тази стойност на електрическата енергия може да се приеме като достатъчна за покриване на разходите за производство на електрическа енергия от ТЕЦ при цени на въглеродните емисии в диапазона от 80 EUR/tCO<sub>2</sub> до около 92 EUR/tCO<sub>2</sub>. **В тази връзка е обосновано пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре да е в размер на „Цпдн + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД.**

С писма с вх. № Е-13-41-46 от 04.05.2023 г. и вх. № Е-13-41-1 от 05.05.2023 г. ЕСО ЕАД е информирало Комисията за нестабилната работа на електроенергийната система (ЕЕС) през месеците март и април 2023 г. в резултат на нежелан обмен на електрическа енергия към свързаната мрежа на Континентална Европа в резултат на невъзможност за компенсиране на енергийния излишък в ЕЕС на Р България поради липсата на достатъчно мощности, които да са на разположение на електропреносния оператор за предоставяне на балансиращи услуги за регулиране надолу. Предоставило е информация за периодите в ЕЕС, определени в „състояние предупреждение/тревога (код жълто)“ и в „състояние извънредно положение (код червено)“ от началото на 2023 г. Обърнало е също така внимание, че в някои от тези периоди се наблюдават смущения в работата на синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E, като честотата на свързаните електроенергийни системи надвишава договорените между операторите граници за поддържане на сигурна и стабилна работа съгласно Регламент (ЕС) 1485/2017 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент (ЕС) 1485/2017) и споразумението SAFA (Synchronous Area Framework Agreement). Излишъкът на активна мощност и енергийният излишък са били частично компенсирани с цел овладяване на честотата в обединението посредством координационен център „Север“, чиято функция се изпълнява от Amprion, чрез активиране на разполагаеми резерви за регулиране „надолу“ в контролните зони на Италия, Германия и Швейцария. Въз основа на цитираните Регламент (ЕС) 1485/2017 и споразумението SAFA, към дружеството са предявени финансови претенции в значителен размер. Горните негативни тенденции са продължили и са се задълбочили и през месеците май и юни 2023 г. Според дружеството прогнозите са до края на годината да бъдат присъединени още значителен брой обекти за производство

на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) както към електропреносната мрежа, така и към електроразпределителните мрежи, което допълнително ще усложни поддържането на баланса в ЕЕС на Р България и увеличението на честотата извън границите на нормативно определените параметри за сигурност в синхронната зона на Континентална Европа. Отбелязва, че последиците са с огромен негативен ефект за ЕЕС на Р България и по-специално за електропреносния оператор, който е не само финансов, но и репутационен, поради трайното нарушение на показателите за качеството на балансиране на българската контролна зона и като следствие намаляване на системната сигурност в цялата синхронна зона на Континентална Европа.

Във връзка с гореизложеното и при отчитане на високия пазарен интерес към изграждане нови обекти за производство от ВИ, които обаче са с динамично променяща се генерация и създават трудности при овладяване на небалансите в ЕЕС, е обосновано да се осигури възможност на оператора на електропреносната мрежа чрез пазарни механизми да стимулира търговските участници да спазват по стриктно графици си за производство. За тази цел, при предоставяне на услугата за регулиране надолу механизмът следва да бъде променен по начин, стимулиращ повече търговски участници да участват и да се конкурират при предоставянето на тази услуга. Горното е възможно в случай, че ЕСО ЕАД прилага отрицателни цени за посочената услуга. Предвид липсата на достатъчно конкуренция сред доставчиците на балансиращи услуги и концентрацията на основните доставчици в едно търговско дружество – НЕК ЕАД, съществува реална опасност от изкривяване на цената за излишък дори и в периоди, при които не съществува опасност от нежелан обмен на електрическа енергия към свързаната мрежа на Континентална Европа, съответно опасност от изпадане на ЕЕС в „състояние предупреждение/тревога (код жълто)“ и в „състояние извънредно положение (код червено)“. Стандартното отклонение на енергийния излишък, което операторът е в състояние да компенсира с наличните мощности, предоставящи услугата регулиране надолу, към настоящия момент е в размер на около 200 MW, следователно ЕСО ЕАД следва да организира втори търг за обем над 200 MW, предлагащ допълнителни стимули за участниците, които да обезпечи сигурната работа на ЕЕС.

При първия търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW следва да се прилага действащата към момента пределна цена, а именно: **в размер на „30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, но не висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“.**

При втория търг над 200 MW следва да се предостави по сериозен стимул на пазарните участници да участват в предоставяне на услугата за регулиране надолу, като пределната цена следва да бъде: **в размер на „Цпдн - 100 лв.“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД.**

Към настоящия момент методиката по чл. 105, ал. 13 от ПТЕЕ изключва възможността за прилагане на отрицателни цени, поради което пределната цена в размер на „Цпдн - 100 лв.“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, следва да се прилага след влизане в сила на изменение на методиката.

Съгласно § 75, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергията от възобновяеми източници (ДВ, бр. 86 от 2023 г., в сила от 13.10.2023 г.) разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката в частта относно ежегодно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия се прилага до датата, на която независимият преносен оператор се присъедини ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране. Според ал. 2 на същата разпоредба, независимият преносен оператор обявява датата, от която условията на

европейските платформи съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 към всички координатори на балансиращи групи са изпълнени, което налага прилагането на пределни цени да бъде ограничено до тази дата.

Изказвания по т.1.:

Докладва П. Младеновски. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката Комисията за енергийно и водно регулиране определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. След последните изменения на Закона за енергетиката тази норма е приложима до присъединяването на Електроенергийния системен оператор към двете платформи MARI и PICASSO за общоевропейско балансиране. Съгласно чл. 105, ал. 1 от ЗЕ, с цел гарантиране сигурната работа на електроенергийната система, операторът на електропреносната мрежа сключва сделки за допълнителни услуги при условията и по реда на Правилата за управление на електроенергийната система, а именно: закупува разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности, въз основа на тръжна процедура, която е регламентирана в чл. 105, ал. 2 от Закона за енергетиката. Според същия член, но ал. 4, активираната от тях нетна електрическа енергия се заплаща при условия, по ред и при цена, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

С Решение № Ц-27 от 30.12.2022 г. КЕВР е определила пределна цена, считано от 01.01.2023 г. за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва: пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране „нагоре“ в размер на Цпдн + 100 лв./MWh, а за регулиране „надолу“: в размер на 30%\*Цпдн, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД.

С Правила за изменение и допълнение от месец април на Правилата за търговия с електрическа енергия КЕВР е приела нова методика за определяне на цените на балансиращата енергия за недостиг/излишък. С методиката се определя единна цена за недостиг/излишък, като съгласно данните, предоставени от ЕСО ЕАД за периода от прилагане на методиката до месец октомври в 75% от интервалите на сетълмент се е постигнала единна цена за излишък и за недостиг. Представен е подробен анализ в доклада по отношение на постигнатите цени, съответно за регулиране „нагоре“, за регулиране „надолу“, както за излишък и недостиг.

С това решение трябва да се решат два важни проблема, които са се появили през предходната година:

Първият проблем е, че с падане на цените на електрическата енергия, съответно с относителното запазване на цените на квотите. П. Младеновски уточни, че под *относително запазване* се има предвид, че напоследък се наблюдава лек спад в цените, като от 90 EUR се наблюдават спад на ценовите нива до около 70 EUR. С ниските цени на пазар „ден напред“ за предоставяне на услугата за регулиране „нагоре“ (която основно се представя от топлоелектрическите централи: ТЕЦ „Ей и Ес Марица изток 1“, ТЕЦ „Марица изток 2“, ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“ и ТЕЦ „Бобов дол“) става нерентабилно предоставянето на тази услуга. Това е така, защото когато цената на борсата е по-ниска от 260 лв. дружествата са принудени, прилагайки пределната цена плюс 100 лв., да предоставят тази услуга под себестойност, което води до загуба.

В Комисията са постъпили няколко писма от топлоелектрическите централи, които са с копие до ЕСО ЕАД, въпреки че те по закон са задължени да предоставят тази услуга. Те настояват да не бъдат активирани, предвид обстоятелството, че ако бъдат активирани те ще реализират значителни загуби. В тази връзка работната група счита, че е обосновано, считано от 01.01.2024 г., пределната цена да се запази на нивото на

утвърдената миналогодишна, а именно на цена на пазара „ден напред“ от +100 лв., но да се сложи минимален праг, който да е от порядъка на 360 лв. т.е. пределната цена за регулиране „нагоре“ да е не по-висока от почасовата цена на пазара „ден напред“ +100 лв., но не по-ниска от 360 лв., за да се осигури на топлоелектрическите централи (които са основен доставчик на енергията за автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране) да не работят под себестойност.

Вторият проблем, който е възникнал през предходната година е лавинообразното присъединяване на нови мощности от възобновяеми източници. В периодите на ниско потребление през месеците март, април и май и съответно на високо производство на енергия от възобновяеми източници, са наблюдавани значителни излишъци в електроенергийната система, които ЕСО ЕАД не е имало възможност да покрие с наличните балансиращи мощности. Особено притеснително е било положението, когато тези излишъци освен в българската контролна зона са наблюдавани и в цяла Европа и възобновяемите източници от европейски страни са продавали на отрицателни цени в значителен размер.

Български търговци са закупували тази енергия на отрицателни цени и съответно вносът им в България е предизвикал поставянето на българската електроенергийна система в „състояние предупреждение/тревога (код жълто)“ и в „състояние извънредно положение (код червено)“. Особено показателен е примерът от 09 април, когато излишъците от активна мощност и енергийният излишък са били толкова големи, че е било необходимо да бъдат компенсирани с цел овладяване на честотата на обединението посредством координационен център „Север“, чиято функция се изпълнява от Amprion, чрез активиране на разполагаеми резерви за регулиране „надолу“ в контролните зони на Италия, Германия и Швейцария.

Това е довело и до сериозни финансови последици за българския оператор. Според ЕСО ЕАД прогнозите са, че до края на настоящата година ще бъдат присъединени значителен брой обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници не само в България, но особено в Гърция и в съседните държави от региона, което действително ще доведе до значителни излишъци в периодите на ниско потребление, съответно високо производство от възобновяеми източници. Този проблем би могъл да се реши с предоставяне на отрицателни цени. Предоставянето на услугата за регулиране „надолу“ трябва да бъде много по-привлекателна за всички участници на пазара.

От друга страна, ако пределната цена е изцяло отрицателна, това означава, че всички доставчици на балансиращи услуги ще се залепят за дъното, т.е. за отрицателните цени, включително и такива, като въглищните централи, за които предоставянето на тази услуга действително води до значителни спестявания. Т.е. от емисии от въглища, като в същото време получават продажната цена, на която са реализирали енергията си на пазара, което ще доведе до значително увеличаване на търговските участници за небаланси.

П. Младеновски поясни, че в тази връзка счита, че е обосновано да се запази сегашната цена по отношение на стандартното отклонение на енергийния излишък, което операторът е в състояние да компенсира с наличните мощности, предоставящи услугата регулиране „надолу“, а именно около 200 MW. Електроенергийният системен оператор следва да организира втори търг за обем над 200 MW, който трябва да предлага допълнителни стимули за участниците, който да обезпечи сигурната работа на електроенергийната система.

Към настоящия момент методиката по чл. 105, ал. 13 от ПТТЕЕ изключва възможността за прилагане на отрицателни цени, поради което този втори търг (тази втора пределна цена) е обсъждана много в работната група по отношение на това какъв да е размерът на тази пределна цена. Работната група се е спряла на цена пазар „ден напред“

от -100 лв., но личното мнение на П. Младеновски е, че тя може да бъде и много по-ниска, т.е. да е отрицателна стойност, без да е обвързана с цената на пазар „ден напред“, но е добре да се чуе какво ще кажат пазарните участници след общественото обсъждане и може да се направи корекция.

Логиката да се направи това е, че може да бъде по-ниска, предвид факта, че обикновено в периоди на големи излишъци цената на българската борса е около 0 лв., но на Intraday сегмент се наблюдават стойности от Германия, Холандия и други европейски държави, които са от порядъка на -100, -200 EUR. Ако цената на пазара „ден напред“ е -100 лв., няма да спре търговците, които да купуват, съответно внасят тази енергия и няма да се постигне търсеният резултат, ако бъде наложено такова по-ниско ограничение.

П. Младеновски каза, че се е спрял на това, че към настоящия момент методиката не може да работи при отрицателни цени, така че този втори търг би следвало да се провежда и да се прилага след влизане в сила на изменение на методиката и поради тази причина има няколко вододела. Първият е, че до момента на влизане в сила на методиката новата цена с минимална стойност 360 лв. ще се прилага само за регулиране „нагоре“, като за регулиране „надолу“ ще се прилага старият вариант. Така или иначе, към през зимата не се очаква да има подобни аномалии на пазара с големи енергийни излишъци. След промяната на Правилата за търговия ще се прилага и втори сегмент, при който ще има и отрицателни цени за излишъци над 200 MW и от м. май, когато е графикът, ако всичко бъде изпълнено, включително и от Комисията, тъй като и Комисията има задължение за промяна на Правилата за търговия и още една нова методика, ще има още едно изменение на методиката. ЕСО ЕАД вече ще се присъедини към първата платформа, PICASSO и по този начин да се активира ал. 2, § 75 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за енергията от възобновяеми източници, съгласно който независимият преносен оператор обявява датата, от която условията на европейските платформи съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 към всички координатори на балансиращи групи са изпълнени, което налага прилагането на пределни цени да бъде ограничено до тази дата.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 и чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката, и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на КЕВР да обсъди и приеме следните решения:

- 1. Да приеме настоящия доклад;*
- 2. Да приеме проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия;*
- 3. Да насрочи обществено обсъждане на проекта решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, като се осигури и възможност за дистанционно участие;*
- 4. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;*
- 5. Да публикува проекта решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;*
- 6. Да определи 14-дневен срок от датата на общественото обсъждане за предложения и становища по проекта на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.*

П. Младеновски прочете и диспозитива на проекта на решение, като отбеляза, че е допусната техническа грешка в изписването на годината в т.1 и т.2: записано е 01.01.2023 г., а трябва да бъде 01.01.2024 г.:



КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

1. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на „Цпдн + 100 лв., но не по-ниска от 360 лв./MWh“, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Определя, считано от 01.01.2024 г. до 30.06.2024 г., но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

3. Определя, считано от 01.07.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем до 200 MW включително в размер на „30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

4. Определя, считано от 01.01.2024 г. до датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия, но не по-късно от датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW включително в размер на „30%\*Цпдн, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД“;

5. Определя, от датата на влизане в сила на изменение на методиката по чл. 105, ал. 13 от Правилата за търговия с електрическа енергия до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил ефективно към всички европейски платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу при търг за набавяне на резерв с обем над 200 MW в размер на „Цпдн - 100 лв.“, където Цпдн е равна на почасовата цена

на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

б. Пределните цени, определени с това решение, не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Б. Голубарев каза, че темата е много дълга и сложна и поради тази причина няма да се спира подробно, а ще подчертае няколко елемента.

Първо, Електроенергийният системен оператор е в сложна ситуация и той трябва да се съобразява с два фактора при регулирането: обективни и субективни.

Обективните ограничения са тези, които законът налага в цената и виждайки графиката на стр. 3 от доклада, тя много точно показва, че е намерен баланс на тази балансираща енергия, но това е за периода от м. май до м. октомври. Големият проблем е през м. април и м. май 2024 г. Именно това е ролята на ЕСО ЕАД в субективния фактор, който трябва да решава и който зависи от него. Проблемите сигурно ще бъдат и по-големи, отколкото са били тази година (става дума за 2024 г. април-май) и тогава ролята му трябва да бъде много по-активна от гледна точка на ограничаване на входните капацитети за България.

В много разговори с оператора се изтъква, че дружеството не може да влияе на този процес, но Б. Голубарев поясни, че не е съгласен с това. Не само може да влияе, но има и аргументи, които могат да изтъкнат. Един от най-важните е обективната липса на регулиращата мощност с ПАВЕЦ „Чаира“. Тя е нещо, което винаги може да бъде основание да се иска намаляване на входните капацитети за този период. Отделно се вижда, че ВЕЦ „Тешел“ е в същата ситуация и не може да бъде ползван дългосрочно. Това са аргументи, които могат да послужат за намаляване входния капацитет. Трябва да се положат усилия от оператора. Много важен момент е да не се изпускат сроковете за присъединяване към всички платформи. Операторът има своята си роля със своите звена. КЕВР също има своята роля и работата трябва да бъде свършена навреме с промяна на Правилата или съответно новата методика. Б. Голубарев отново подчерта важността на този процес и че трябва да се върви в правилната посока и м. юни да бъде пределът, в който окончателно да отпадне основният проблем, а това е липсата на отрицателни цени.

Ив. Н. Иванов отбеляза, че спрямо предишните решения на Комисията сега се въвеждат нови елементи. Това, което е важно е, че при регулирането „нагоре“ цената не може да бъде по-ниска от 360 лв./MWh, което реално означава 260 лв. на пазара „ден напред“. Тези 360 лв./MWh отговарят на пределна цена, която е определена с решение на Министерски съвет за термичните централи. Ив. Н. Иванов запита П. Младеновски дали това е така.

П. Младеновски отговори, че по-скоро отговарят на 180 EUR от Регламента за ограничаване на свръх печалбите. Министерски съвет са приложили същата цена.

Ив. Н. Иванов се съгласи с казаното от П. Младеновски и добави, че това е съвсем разбираемо, тъй като не би могло да бъде по-ниско от тази цена, защото тогава централите, които осигуряват балансираща енергия ще работят на загуба, което е недопустимо. Второто е регулирането „надолу“. Най-напред прави впечатление, че едната цена, която е за регулиране „нагоре“, е определена откога влиза в сила. Всъщност това е нормално.

Що се касае до регулиране „надолу“, което е обвързано с регулираната цена на водноелектрическите централи: съвсем разбираемо е, че може да бъде само до 01 юли 2024 г., след което отпадат регулираният пазар и миксът, в който тези централи участват с произвежданата водна енергия. Ив. Н. Иванов каза, че това, което му е направило впечатление е, че е поставена граница между търг за набавяне на резерв до 200 MW и над 200 MW, което ще има силен дисциплиниращ ефект. В т. 3 от проекта на решение се казва: *от 01.07.2024 г. до датата, на която независимият преносен оператор се е присъединил...* Ив. Н. Иванов каза, че се надява той да се присъедини преди 01 юли и

тогава няма да има смисъл от тази т. 3, тъй като се очаква, ако се промени през април месец, да се гласува и ЕСО ЕАД, което е най-силно заинтересовано, максимално бързо да приложи това, защото са в тази европейска регулация на балансиращия пазар. Ив. Н. Иванов запита П. Младеновски дали ще бъде така.

П. Младеновски отговори, че това не се гласува. Тъй като по-голямата част от операторите имат дерогация, както и нашият оператор, всички се присъединяват през тази последна година 2024 г. За едно такова присъединяване е необходимо да се изпълнят ред мерки от всеки един оператор, както и да се проведат тестове, за да е възможно това.

Ив. Н. Иванов допълни, че не може това да стане до 30 юни.

П. Младеновски каза, че може да се изпълни, но са дадени различни дати за всеки един оператор. Те са различни и не може всички да се присъединят заедно, а датата на ЕСО ЕАД е през месец май. П. Младеновски подчерта, че това е обвързано с редица мерки, които трябва да бъдат изпълнени това ще стане чак от Нова година: от 01.01.2025 г. или декември 2024 г. Именно затова Комисията е длъжна да се подсигури, тъй като все още не са изпълнени условията.

КЕВР също има условия за изпълняване. П. Младеновски поясни, че иска да допълни казаното от г-н Голубарев, че това е само един от инструментите, който в момента Комисията осигурява на ЕСО ЕАД за предотвратяване на тези свръх излишъци, на които всички са свидетели. Според думите на г-н Голубарев те трябва да бъдат съчетани с други мерки, тъй като само те едва ли ще бъдат достатъчни. П. Младеновски посочи пример, в който дори едно ВЕИ, което ползва преференциална цена или премия, присъединено преди 2012 г., тъй като премията му се изплаща на произведен MWh, трябва да е произвел енергията, така че този механизъм няма да работи за него, чисто финансово. Едва ли старите ВЕИ-та ще участват в търговете. Те имат смисъл само и единствено за новите производители. Не само от възобновяема енергия, а всякакъв вид производители, но такива, които не ползват преференциални цени. От казаното от г-н Голубарев, че би следвало, ако има опасност от ново попадане на нашата система в код жълто или код червено, ЕСО ЕАД да предприема мерки по ограничаване на капацитетите, дори спиране на производители, като има такава законова възможност за осигуряване на сигурната работа на електроенергийната система.

Ив. Н. Иванов припомни, че в една друга ситуация е имало спиране на производители през 2013 – 2014 г. и преди това е обявявано в определени области, че възобновяемата енергия няма да бъде изкупувана от централи. Това се е случило преди 2015 г. В една кризисна ситуация се е съобщавало сутрин по радиото за кои области няма да се изкупува възобновяема енергия, като е имало и протести, но тогава системата не е можела да се балансира и поради тази причина са ги спирали.

П. Младеновски каза, че поради тази причина е имало голяма лавина от дела, която е последвала след това, проверки от страна на Прокуратура в ЦДУ и т.н. Именно, поради тази причина сега това е крайна мярка и не се предприема често от ЕСО ЕАД, но все пак най-важното е сигурната работа на електроенергийната система и стабилността на системата.

Ив. Н. Иванов каза, че се надява да не се стигне дотам, защото е жалко да има производствени мощности, които няма да работят в общия смисъл на думата, но стабилността безспорно е от ключово значение.

Р. Тоткова направи предложение за допълнение на решението по доклада. Допълнението да се изразява с включването на нова т. 6, която да гласи следното: *Да покани чрез интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 2 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, бранишови организации, енергийни предприятия, клиенти, организации на потребителите, а т. 6 да стане т. 7.*

Ив. Н. Иванов се съгласи с предложението на Р. Тоткова и каза, че това е

пропуснато от работната група.

Р. Тоткова каза, че това е по закона, а ако работната група иска да ограничи поканените лица.

Ив. Н. Иванов посочи, че в диспозитива на проекта на решение по доклада изобщо няма текст, който ще бъде поканен и счита, че предложението на Р. Тоткова е правилно. Добавя се нова т. 6, а т. 6 става т. 7. Текстът на новата т. 6 е прочетен от Р. Тоткова.

Ив. Н. Иванов насрочи общественото обсъждане за 13.12.2023 г. от 10.10 часа. И поясни, че има два дни, което означава, че проектът на решение трябва да се публикува незабавно, за да могат пълноценно да участват всички заинтересовани лица. Някои от тях могат да кажат, че срокът не им е бил достатъчен. Ив. Н. Иванов поясни, че според него е напълно достатъчен, тъй като това са съвсем ясни правила, които не изискват седмичен анализ и промените са съвсем очевидни, като се предполага, че няма да има възражения.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 и чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката, и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-1481 от 07.12.2023 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия;
2. Приема проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия;
3. Насрочва обществено обсъждане за разглеждане на проекта на решение по т.2 като се осигури и възможност за дистанционно участие;
4. Общественото обсъждане на проекта на решение по т.2 да се проведе на 13.12.2023 г. от 10:10 ч. в зала IV, в сградата на КЕВР. Датата и часът на общественото обсъждане да се публикуват на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;
5. Да публикува проекта решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;
6. Да покани чрез интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 2 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, организации на потребителите.
7. Определя 14-дневен срок от датата на общественото обсъждане за предложения и становища по проекта на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

В заседанието по **точка първа** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Благой Голубарев.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Благой Голубарев - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

**Приложения:**

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1481 от 07.12.2023 г. и проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

.....

**Б. Голубарев**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**

Протоколирал:

И. Зашева - главен експерт