СЪГЛАСУВАТЕЛНА ТАБЛИЦА на постъпилите предложения и възражения по проект на Методика за определяне на цени на балансиращата електрическа енергия (проект на Методика), приет с решение на КЕВР по Протокол № 90 от 29.03.2024 г., т. 3				
№ на разпоредба /наименование на лицето	**Предложен текст**	**Предложения на лицето за изменение и допълнение**	**Мотиви на лицето**	**Мотиви на КЕВР за приемане/отхвърляне на предложенията за изменение и допълнение**
Чл. 3 Българска фотоволтаична асоциация (БФА)	Чл. 3. Системата за остойностяване на небалансите има следните установени означения, вземайки предвид, че има промяна в енергията от гледна точка на електроенергийната система: 1. Предложенията за регулиране нагоре декларират възможност за отдаване на електрическа енергия към мрежата или потребление на по-малко електрическа енергия и затова имат положителен знак, докато предложенията за регулиране надолу декларират възможност за намаление на отдаваната електрическа енергия към мрежата или потребление на повече електрическа енергия и затова имат отрицателен знак; 2. Излишък на координатор на балансираща група означава, че участниците в групата отдават повече или ползват по-малко електрическа енергия от електроенергийната мрежа, отколкото е посочено в последния	Чл. 3. (1) Системата за остойностяване на небалансите има следните установени означения, вземайки предвид, че има промяна в енергията от гледна точка на електроенергийната система: 1. Предложенията за регулиране нагоре декларират възможност за отдаване на електрическа енергия към мрежата или потребление на по-малко електрическа енергия и затова имат положителен знак, докато предложенията за регулиране надолу декларират възможност за намаление на отдаваната електрическа енергия към мрежата или потребление на повече електрическа енергия и затова имат отрицателен знак; 2. Излишък на координатор на балансираща група означава,	С оглед прилагане на принципа за прозрачност, както и за осъществяване на контрол на действията на НПО, БФА намира за необходимо да се приложи в цялост нормата на чл. 12 от Регламент (ЕС) 2017/2195, според която „всеки оператор на преносна система е длъжен да оповестява информацията по параграф 3 в общоприета хармонизирана форма най-малко чрез информационната платформа за прозрачност. Оповестяваната информация трябва да е общодостъпна за всеки участник на пазара“. Счита, че в Методиката следва да се създаде норма, задължаваща оператора да оповестява информацията по пар. 3 на чл. 12 от Регламента.	**Предложението не се приема.** Чл. 12 от Регламент (ЕС) 2017/2195 е с пряко приложение и обвързва непосредствено НПО. В този смисъл не е необходимо регламентираните в него задължения на НПО да оповестява определена информация да бъдат преповтаряни в нормативен акт, издаван от орган на държава-членка.

	валидиран търговски график и има положителен знак в този документ; 3. Недостиг на координатор на балансираща група означава, че участниците в групата, отдават по-малко или ползват повече електрическа енергия от електроенергийната мрежа, отколкото е посочено в последния валидиран търговски график и има отрицателен знак в този документ; 4. Положителни цени за регулиране нагоре – водят до финансов поток към доставчика на балансиращи услуги (независимият преносен оператор извършва плащания към ДБУ); 5. Отрицателни цени за регулиране нагоре – водят до финансов поток от доставчика на балансиращи услуги (ДБУ извършва плащания към независимия преносен оператор); 6. Положителни цени за регулиране надолу – водят до финансов поток към независимия преносен оператор от доставчика на балансиращи услуги (ДБУ извършва плащане към независимия преносен оператор); 7. Отрицателни цени за регулиране надолу – водят до финансов поток към доставчика на балансиращи услуги (независимият преносен	че участниците в групата отдават повече или ползват по-малко електрическа енергия от електроенергийната мрежа, отколкото е посочено в последния валидиран търговски график и има положителен знак в този документ; 3. Недостиг на координатор на балансираща група означава, че участниците в групата, отдават по-малко или ползват повече електрическа енергия от електроенергийната мрежа, отколкото е посочено в последния валидиран търговски график и има отрицателен знак в този документ; 4. Положителни цени за регулиране нагоре – водят до финансов поток към доставчика на балансиращи услуги (независимият преносен оператор извършва плащания към ДБУ); 5. Отрицателни цени за регулиране нагоре – водят до финансов поток от доставчика на балансиращи услуги (ДБУ извършва плащания към независимия преносен оператор);		

	оператор извършва плащания към ДБУ).	6. Положителни цени за регулиране надолу – водят до финансов поток към независимия преносен оператор от доставчика на балансиращи услуги (ДБУ извършва плащане към независимия преносен оператор); 7. Отрицателни цени за регулиране надолу – водят до финансов поток към доставчика на балансиращи услуги (независимият преносен оператор извършва плащания към ДБУ). (2) Независимият преносен оператор оповестява информацията по чл. 3, параграф 3 от Регламент (ЕС) 2017/2195 веднага след получаването ѝ на интернет страницата си.		
Чл. 6 „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД	Чл. 6. В Таблица 1 са посочени посоката на сумарния небаланс в електроенергийната система, позициите на небаланса на координатор на балансираща група, цената на балансиращата енергия и посоката на плащане: **Таблица 1**	Чл. 6. В Таблица 1 са посочени посоката на сумарния небаланс в електроенергийната система, позициите на небаланса на координатор на балансираща група, цената на балансиращата енергия и посоката на плащане: **Таблица 1**	Дружеството предлага редакционна промяна с цел еднозначно определяне посоката на плащане в случаите, когато цените за излишък и недостиг са равни на нула.	**Предложението се приема.**

<table>
<tr>
<td></td>
<td>
<table>
<tr><th>Период на сетълмент</th><th>Позиция на небаланса на КБГ</th><th>Цена на балансираща енергия</th><th>Посока на плащане</th></tr>
<tr><td rowspan="4">$CH_s > 0$</td><td rowspan="2">НЕДОСТИГ на КБГ</td><td>ЦЕИ$_s > 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
<tr><td>ЦЕИ$_s < 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ИЗЛИШЪК на КБГ</td><td>ЦЕИ$_s > 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td>ЦЕИ$_s < 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
</table>
<table>
<tr><th>Период на сетълмент</th><th>Позиция на небаланса на КБГ</th><th>Цена на балансираща енергия</th><th>Посока на плащане</th></tr>
<tr><td rowspan="4">$CH_s < 0$</td><td rowspan="2">НЕДОСТИГ на КБГ</td><td>ЦЕН$_s > 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
<tr><td>ЦЕН$_s < 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ИЗЛИШЪК на КБГ</td><td>ЦЕН$_s > 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td>ЦЕН$_s < 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
</table>
</td>
<td>
<table>
<tr><th>Период на сетълмент</th><th>Позиция на небаланса на КБГ</th><th>Цена на балансираща енергия</th><th>Посока н плащан</th></tr>
<tr><td rowspan="4">$CH_s > 0$</td><td rowspan="2">НЕДОСТИГ на КБГ</td><td>ЦЕИ$_s \geq 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
<tr><td>ЦЕИ$_s < 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ИЗЛИШЪК на КБГ</td><td>ЦЕИ$_s \geq 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td>ЦЕИ$_s < 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
</table>
<table>
<tr><th>Период на сетълмент</th><th>Позиция на небаланса на КБГ</th><th>Цена на балансираща енергия</th><th>Посока н плащан</th></tr>
<tr><td rowspan="4">$CH_s < 0$</td><td rowspan="2">НЕДОСТИГ на КБГ</td><td>ЦЕН$_s \geq 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
<tr><td>ЦЕН$_s < 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ИЗЛИШЪК на КБГ</td><td>ЦЕН$_s \geq 0$</td><td>НПО → КБГ</td></tr>
<tr><td>ЦЕН$_s < 0$</td><td>КБГ → НПО</td></tr>
</table>
</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Чл. 7
БФА</td>
<td>Чл. 7. Цените за излишък и недостиг (ЦЕИ$_s$ и ЦЕН$_s$) са винаги равни и могат да бъдат както с положителни, така и с отрицателни стойности.</td>
<td>Чл. 7. (1) Определената цена по чл. 8, ал. 5, т. 1 при системен излишък е еднаква за всички координатори на балансиращи групи, както в излишък, така и в недостиг. Определената цена по чл. 8, ал. 5, т. 2 при системен недостиг е еднаква за всички координатори на балансиращи групи, както в излишък, така и в недостиг.
(2) Цените по чл. 8, ал. 5, т. 1 и 2 могат да са както положителни, така и отрицателни.</td>
<td>БФА посочва, че в чл. 5, ал. 1 се определя сумарният небаланс в ЕЕС за период на сетълмент s като сумата от всички положителни и отрицателни нетни небаланси на всички търговски участници. За всеки период на сетълмент ЕЕС може да бъде или в излишък и CH>0, или в недостиг CH<0. Тъй като не е възможно в един период на сетълмент системата да е едновременно и в излишък, и в недостиг, намира за невярно твърдението в чл. 7, че двете цени са еднакви. Посочва, че в един период на сетълмент, според системния небаланс, има или цена ЦЕИs, приложима при системен</td>
<td>Предложението не се приема. Създава ненужно объркване по отношение на посоката на плащане, описана в чл. 6.</td>
</tr>
</table>

			излишък, или ЦЕН*s* при системен недостиг. След като е калкулирана една цена за определен период на сетълмент, тя е приложима както за търговските участници в излишък, така и за тези в недостиг, като разликата е в посоката на плащане, както е определено в чл. 6, таблица 1 от проекта на Методика.	
Чл. 8 **БФА**	Чл. 8. (1) ЦЕИ$_s$ и ЦЕН$_s$ за всеки период на сетълмент *s* се определят в четири последователни изчислителни етапа съгласно ал. 2 – 5. (2) В първи етап се изчисляват цените за излишък и недостиг като среднопретеглена стойност на всички активирани източници от регулиране за период на сетълмент *s*, като: 1. цената за излишък за период на сетълмент *s* се изчислява по следната формула: $$ЦИ_s = \frac{(\sum КЕАВР_s^- * ЦЕМ_{КЕАВР_s}^-) + (\sum КЕРВР_s^- * ЦЕМ_{КЕРВР_s}^-) + (\sum КЕРЗЗ_s^- * ЦЕМ_{КЕРЗЗ}^-}{\sum КЕАВР_s^- + \sum КЕРВР_s^- + \sum КЕРЗЗ_s^-}$$ където: $\sum КЕАВР_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за	Чл. 8. (1) Независимият преносен оператор определя ЦЕИ*s* или ЦЕН*s* за всеки период на сетълмент s, така че приходите/разходите му от/за балансираща енергия за регулиране нагоре и регулиране надолу са равни на сумите за небаланс енергиен излишък и енергиен недостиг, начислявани на координаторите на балансиращите групи и търговските участници, които отговарят за небалансите си самостоятелно. (2) ЦЕИ*s* и ЦЕН*s* за всеки период на сетълмент s се определят съгласно ал. 3. (3) Цените за излишък и недостиг се изчисляват като среднопретеглена стойност на всички активирани източници от регулиране за период на	Според БФА с предложените текстове на методиката се нарушава императивното изискване на чл. 44, пар. 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195. С проекта на Методиката се предвиждат 4 (четири) етапа за определяне на цени за енергиен излишък и енергиен недостиг, посочени в чл. 8, ал. 2 (първи етап), ал. 3 (втори етап), ал. 4 (трети етап) и ал. 5 (четвърти етап – окончателно определяне). В предложения проект на Методика за ценообразуване се въвежда механизъм, който формира за независимия преносен оператор финансов резултат (само в посока „приход“), който се получава от разликата между начислените суми за енергиен излишък и недостиг и разходите за извършването на тази дейност. Посочва, че при недостиг, предложените цени в чл. 8, ал. 3	**Предложението не се приема.** Изискването на чл. 44, пар. 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 се гарантира от чл. 10 от Методиката. Допълнителните етапи при определяне на цената на балансиращата енергия ограничават възможностите за арбитражи между пазарен сегмент „В рамките на деня“ и балансиращия пазар, които през последната година доведоха до невъзможност на оператора да балансира енергийната система, което от своя страна поради огромните излишъци застраши сигурността на енергийната система в синхронна зона Континентална Европа. Гореописаното доведе до огромни санкции за българския оператор и

	балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ^{-}_{КЕАВР_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент *s* от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum КЕРВР^{-}_{s}$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ^{-}_{КЕРВР_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране	сетълмент s, в съответствие с чл. 4 и 9, като: 1. цената за излишък за период на сетълмент *s* се изчислява по следната формула: $ЦИ_s = \frac{(\sum КЕАВР^{-}_{s} * ЦЕМ^{-}_{КЕАВР_s}) + (\sum КЕРВР^{-}_{s} * ЦЕМ^{-}_{КЕРВР_s}) + (\sum КЕРЗЗ^{-}_{s} *}{\sum КЕАВР^{-}_{s} + \sum КЕРВР^{-}_{s} + \sum КЕРЗЗ^{-}_{s}}$ където: $\sum КЕАВР^{-}_{s}$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ^{-}_{КЕАВР_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент *s* от	(втори етап) и ал. 4 (трети етап) винаги водят до по-висока цена на енергийния небаланс недостиг, дължима от търговските участници, в сравнение с цената, дължима от независимия преносен оператор на доставчиците на балансиращи услуги, съгласно чл. 9. При излишък, предложените цени в чл. 8, ал. 3 (втори етап) и ал. 4 (трети етап) винаги водят до по-ниска цена на енергийния небаланс излишък, дължима на търговските участници, в сравнение с цената по ал. 9, която доставчиците на балансиращи услуги заплащат на независимия преносен оператор. Следователно, винаги когато калкулираните цени по чл. 8, ал. 3 (втори етап) и ал. 4 (трети етап) са по-високи при недостиг и по-ниски при излишък спрямо тази по чл. 8, ал. 1, независимия преносен оператор реализира приход и не съществува хипотеза, при която финансовият резултат за него да съставлява дефицит (така както е допуснато в чл. 10, ал. 2 – „финансов дефицит“). Счита, че с предложената методика Комисията нормативно създава механизъм, по който независимия преносен оператор да реализира финансов резултат от формиране на цените за	огромни печалби за търговските участници, извършили антипазарните арбитражи. Предпоставката подобни практики да се случват на българския пазар е именно липсата на обвързаност между цените на пазарен сегмент „В рамките на деня“ и балансиращия пазар, каквато е въведена в преобладаващата част от страните членки на ЕС. Недопустимо е да се запази възможността търговците на електрическа енергия да реализират огромни печалби чрез арбитражи между двата пазара за сметка на сигурността на ЕЕС.

	надолу от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРЗЗ}_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от резерв за заместване от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕРЗЗ}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*. 2. цената за недостиг за период на сетълмент s се изчислява по	общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРВР}_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕРВР}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за	балансираща енергия, което е в противоречие с нормата в чл. 44, пар. 2 на Регламент (ЕС) 2017/2195. Поради тази причина и правната недопустимост на противоречие с регламента, предлага чл. 8 да се редактира, както и да отпаднат ал. 3, ал. 4 и ал. 5 от разпоредбата.	

	следната формула: $ЦН_s = \frac{(\sum КЕАВР_s^+ * ЦЕМ_{КЕАВР_s}^+) + (\sum КЕРВР_s^+ * ЦЕМ_{КЕРВР_s}^+) + (\sum КЕРЗЗ_s^+ * ЦЕМ_{КЕРЗЗ_s}^+)}{\sum КЕАВР_s^+ + \sum КЕРВР_s^+ + \sum КЕРЗЗ_s^+}$ където: $\sum КЕАВР_s^+$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ_{КЕАВР_s}^+$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент *s* от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum КЕРВР_s^+$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре,	покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum КЕРЗЗ_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от резерв за заместване от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ_{КЕРЗЗ_s}^-$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу, активирано за период на сетълмент *s* от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*. 2. цената за недостиг за период на сетълмент s се изчислява по следната формула:		

	активирано от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕРВР}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРЗЗ}^{+}_{s}$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от резерв за заместване от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕРЗЗ}_s}$ е най-високата цена на	$\text{ЦН}_s = \frac{(\sum \text{КЕАВР}^{+}_{s} * \text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕАВР}_s}) + (\sum \text{КЕРВР}^{+}_{s} * \text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕРВР}_s}) + (\sum \text{КЕРЗЗ}^{+}_{s} *}{\sum \text{КЕАВР}^{+}_{s} + \sum \text{КЕРВР}^{+}_{s} + \sum \text{КЕРЗЗ}^{+}_{s}}$ където: $\sum \text{КЕАВР}^{+}_{s}$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната		

	предложение за балансиране нагоре, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*. 3. ако за период на сетълмент s няма активирани източници на регулиране: а) цената за излишък се определя по следния начин: $$\text{ЦИ}_s = \max \text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕАВР}_s}$$ където: $\max \text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране надолу в приоритетния списък на предложения за регулиране надолу от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности за период на сетълмент s, *лв/MWh*; б) цената за недостиг се определя по следния начин: $$\text{ЦН}_s = \min \text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕАВР}_s}$$ където:	пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРВР}^+_s$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕРВР}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРЗЗ}^+_s$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от резерв за заместване от		

	$\min$ ЦЕМ$^{+}_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране нагоре в приоритетния списък на предложения за регулиране нагоре от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности за период на сетълмент *s*, *лв/MWh*. (3) Във втори етап се изчислява индексът на цените на пазарен сегмент „в рамките на деня“ (ПРД) на БНЕБ, както следва: 1. при изчисляването на среднопретеглена цена на ПРД се вземат предвид всички сключени сделки от 15-минутните и часови продукти на екраните за непрекъсната търговия с електрическа енергия на ПРД за всеки сетълмент период *s*; 2. количествата, търгувани от 15-минутните продукти и часовите продукти на екраните за непрекъсната търговия за всеки сетълмент период s се сумират и ако сборът надвишава 100 MW за всеки сетълмент период s, се установява минимална разлика от 25%, но не по-малко от 10 лв., като в случай, че КЕ$ID_{15',s}$ + КЕ$ID_{1H,s} > 100\ MW$, се определя	общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; ЦЕМ$^{+}_{\text{КЕРЗЗ}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*. 3. ако за период на сетълмент s няма активирани източници на регулиране: а) цената за излишък се определя по следния начин: ЦИ$_s$ = $\max$ ЦЕМ$^{-}_{\text{КЕАВР}_s}$ където: $\max$ ЦЕМ$^{-}_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране надолу в		

	$$\text{Ц}ID_s = \frac{(\text{КЕ}ID_{15',s} * \text{Ц}ID_{15',s}) + (\text{КЕ}ID_{1H,s} * \text{Ц}ID_{1H,s})}{\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s}}$$ където: $\text{КЕ}ID_{15',s}$ е търгуван обем на 15-минутните продукти за период на сетълмент s, *MWh;* $\text{Ц}ID_{15',s}$ е среднопретеглената цена на 15-минутни продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh;* $\text{КЕ}ID_{1H,s}$ е търгуван обем на часовите продукти за период на сетълмент s, *MWh;* $\text{Ц}ID_{1H,s}$ е среднопретеглената цена на часовите продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh,* като: а) когато $\text{СН}_s > 0$, се определя цена $\text{ЦИ}ID_s = \text{Ц}ID_s - \max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$; б) когато $\text{СН}_s < 0$, се определя цена $\text{ЦН}ID_s = \text{Ц}ID_s + max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$. (4) В трети етап, ако сумарният небаланс СН_s в електроенергийната система на Р България за период на сетълмент s надхвърля ±50 MWh, цените за излишък и недостиг се умножават с коефициент Kp_s, изчислен по следната формула:	приоритетния списък на предложения за регулиране надолу от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности за период на сетълмент s, *лв/MWh*; б) цената за недостиг се определя по следния начин: $$\text{ЦН}_s = \min \text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕАВР}_s}$$ където: $\min \text{ЦЕМ}^{+}_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране нагоре в приоритетния списък на предложения за регулиране нагоре от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности за период на сетълмент s, *лв/MWh*. Ал. 3, 4 и 5 да отпаднат.		

	$$Kp_s = \frac{\lvert \text{СН}_s \rvert}{50}$$ като: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя $\text{ЦИрез}_s = -Kp_s * \lvert \text{ЦИ}_s \rvert$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя $\text{ЦНрез}_s = Kp_s * \lvert \text{ЦН}_s \rvert$ (5) Цените за излишък и недостиг се определят окончателно в четвърти етап по следния начин: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя окончателна цена за излишък за период на сетълмент s по формулата: $\text{ЦЕИ}_s = \min\ (\text{ЦИ}_s; \text{ЦИ}ID_s; \text{ЦИрез}_s)$, като $\text{ЦЕИ}_s = \text{ЦЕН}_s$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя окончателна цена за недостиг за период на сетълмент s по формулата: $\text{ЦЕН}_s = \max\ (\text{ЦН}_s; \text{ЦН}ID_s; \text{ЦНрез}_s)$, като $\text{ЦЕН}_s = \text{ЦЕИ}_s$			
Чл. 8 **Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП)**	Чл. 8. (3) Във втори етап се изчислява индексът на цените на пазарен сегмент „в рамките на деня“ (ПРД) на БНЕБ, както следва: 1. при изчисляването на среднопретеглена цена на ПРД се	няма предложен конкретен текст	АСЕП изразява несъгласие с разпоредбата на чл. 8, ал. 3, и предложения втори етап, в който се изчислява индекс на цените на пазарен сегмент „В рамките на деня“ на БНЕБ ЕАД при общи търгувани количества над 100 MW	**Предложението по ал. 3 не се приема, предвид изложени по-горе мотиви.** **Предложението по ал. 4 не се приема.** Предвиденият праг от 50 MWh

	вземат предвид всички сключени сделки от 15-минутните и часови продукти на екраните за непрекъсната търговия с електрическа енергия на ПРД за всеки сетълмент период *s*; 2. количествата, търгувани от 15-минутните продукти и часовите продукти на екраните за непрекъсната търговия за всеки сетълмент период s се сумират и ако сборът надвишава 100 MW за всеки сетълмент период s, се установява минимална разлика от 25%, но не по-малко от 10 лв., като в случай, че КЕ$ID_{15',s} + $ КЕ$ID_{1H,s} > 100\ MW$, се определя $$\text{Ц}ID_s = \frac{(\text{КЕ}ID_{15',s} * \text{Ц}ID_{15',s}) + (\text{КЕ}ID_{1H,s} * \text{Ц}ID_{1H,s})}{\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s}}$$ където: КЕ$ID_{15',s}$ е търгуван обем на 15-минутните продукти за период на сетълмент *s, MWh;* Ц$ID_{15',s}$ е среднопретеглената цена на 15-минутни продукти за период на сетълмент *s, лв/MWh;* КЕ$ID_{1H,s}$ е търгуван обем на часовите продукти за период на сетълмент *s, MWh;* Ц$ID_{1H,s}$ е среднопретеглената цена на часовите продукти за период на		за сетълмент период, който установява минимална разлика от 25%, но не по-малко от 10 лв. спрямо среднопретеглена стойност на всички активирани източници. Според текста, допълнителни разходи за търговските участници ще бъдат налагани задължително за всеки интервал, в който сделките на сегмента надхвърлят 100 MW (мин. с 10 лв./MW балансираща енергия). Посочва, че според справка на БНЕБ ЕАД интервалите, когато обемът сделки надвишава 100 MW, преобладават, дори и в зимни месеци, когато няма излишък от ВЕИ. Данните на БНЕБ ЕАД за търгуваните обеми за месец март определят средночасов търгуван обем в размер на 344 MW, който е сравнително подобен и за предходните месеци. За периоди със свръх търговия, за които да се приложи предлаганият коефициент, могат да се считат такива с над 500 MW, дори 1000 MW. Намира подобна наказваща мярка за абсурдна, защото тя не обхваща екстремни ситуации на пазара, а отговаря на обичайната търговска дейност, която се извършва на сегмент „В рамките на деня“. В допълнение счита, че повишеният обем на сделки на	за 15 мин. не следва да бъде увеличаван, тъй като съответства на 200 MW на час, тоест надвишава почти два пъти целевите параметри на ниво 2 на контролната грешка при възстановяване на честотата за българската контролна зона съгласно изискванията на ЕМОПС-Е, тоест това са ситуации, при които може да възникне риск от смущения на честотата за цялата синхронна зона на Континентална Европа. Този размер отразява също така и необходимостта от специфично ценообразуване за периодите на сетълмент, в които диапазоните за регулиране са изчерпани, тъй като НПО ще следва да предложи по-големи финансови стимули за да осигури възможност на по-голям брой доставчици на балансиращи услуги да предоставят регулираща енергия. В този смисъл не е възможно да се прилага и индивидуален коефициент за всеки координатор на балансираща група, още повече, че по този начин ще се

	сетълмент *s*, *лв/MWh*, като: а) когато $\text{СН}_s > 0$, се определя цена $\text{ЦИ}ID_s = \text{Ц}ID_s -$ $\max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$; б) когато $\text{СН}_s < 0$, се определя цена $\text{ЦН}ID_s = \text{Ц}ID_s + max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$. (4) В трети етап, ако сумарният небаланс СН_s в електроенергийната система на Р България за период на сетълмент *s* надхвърля ±50 MWh, цените за излишък и недостиг се умножават с коефициент Kp_s, изчислен по следната формула: $$Kp_s = \frac{\lvert\text{СН}_s\rvert}{50}$$ като: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя $\text{ЦИрез}_s = -Kp_s * \lvert\text{ЦИ}_s\rvert$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя $\text{ЦНрез}_s = Kp_s * \lvert\text{ЦН}_s\rvert$		пазар „В рамките на деня“ няма отношение към балансиране на позиции на търговски участници в България, а е вследствие участието на България в пазарното обединение SIDC, където много от търговските участници по сделката нямат отношение по договори за балансиране с българския системен оператор. Разрастването на SIDC, респективно на обема търгувани количества, е европейски приоритет и цели увеличаване на общата ефективност на европейския енергиен пазар чрез насърчаване на ефективна конкуренция, увеличаване на ликвидността и позволяване на по-ефективно използване на производствените ресурси в цяла Европа. За АСЕП е неразбираемо защо тази положителна тенденция следва да се използва за наказание на търговските участници от България, още повече, когато голяма част от тези сделки и от участващите страни в тях нямат никакво отношение към българския пазар. По отношение чл. 8, ал. 4 АСЕП счита категорично, че Методиката следва да съдържа коефициент само спрямо индивидуалното поведение на всеки търговски	обезсмисли въвеждането на единна цена за небаланс за всеки период на сетълмент.

			участник, който да гарантира справедливо разпределяне на разходите спрямо причинените небаланси от него на системно ниво. АСЕП предлага предложеният коефициент в чл. 8, ал 4 да се адаптира и прилага индивидуално към съответния търговски участник, отчитайки неговото индивидуално поведение, вместо да се отнася за целия небаланс в системата и да наказва всички участници. Отбелязва, че ако се приеме прилагане на коефициент за всички търговски участници, отчитащ сумарния небаланс в електроенергийната система на България, каквото е предложението в чл. 8, ал. 4, то задължително следва да се увеличи предложеният праг от ±50 MWh за всеки период на сетълмент. Данните до момента на ЕСО ЕАД показват, че този праг се превишава на ежедневна база, достигайки близо една пета от всички периоди на сетълмент, като често е и в посока на недостиг, което под никаква форма не кореспондира с логиката подобен праг да обхваща единствено извънредни ситуации на балансиращия пазар, повишавайки с коефициент реално извършените	

			от ЕСО ЕАД разходи за балансиране. Обръща също така внимание, че Методиката се прилага и следва да отчита всички възможни ситуации на балансиращия пазар, не само в период на ниски цени и излишъци, но и при високи цени на електроенергията и недостиг, който се наблюдава през зимните месеци. Не е изключено да се повторят и непредвидени спирания на големи производствени мощности, което според асоциацията ще доведе до драстично увеличаване на този коефициент и огромни разходи за всички търговски участници.	
Чл. 8 **Асоциация на търговците на енергия в България (АТЕБ)**	Чл. 8. (3) Във втори етап се изчислява индексът на цените на пазарен сегмент „в рамките на деня“ (ПРД) на БНЕБ, както следва: 1. при изчисляването на среднопретеглена цена на ПРД се вземат предвид всички сключени сделки от 15-минутните и часови продукти на екраните за непрекъсната търговия с електрическа енергия на ПРД за всеки сетълмент период *s*; 2. количествата, търгувани от 15-минутните продукти и часовите продукти на екраните за	Ал. 3, 4 и 5 да отпаднат.	Предвид очакваното покачване на цените на балансиращата енергия, АТЕБ счита за неоправдано допълнителното санкциониране на пазарните участници при голям системен небаланс, предвидено в етап 3 от калкулирането на цената на балансиращата енергия, съгласно чл. 8, ал. 4 от Методиката. Използваният коефициент в етап 3 е непрозрачно определен, като същевременно създава предпоставки за няколкократно увеличение на цената за балансиране за търговските участници в периодите на	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.**

	непрекъсната търговия за всеки сетълмент период s се сумират и ако сборът надвишава 100 MW за всеки сетълмент период s, се установява минимална разлика от 25%, но не по-малко от 10 лв., като в случай, че $\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s} > 100\ MW$, се определя $= \frac{(\text{КЕ}ID_{15',s} * \text{Ц}ID_{15',s}) + (\text{КЕ}ID_{1H,s} * \text{Ц}ID_{1H,s})}{\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s}}$ където: $\text{КЕ}ID_{15',s}$ е търгуван обем на 15-минутните продукти за период на сетълмент s, *MWh;* $\text{Ц}ID_{15',s}$ е среднопретеглената цена на 15-минутни продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh;* $\text{КЕ}ID_{1H,s}$ е търгуван обем на часовите продукти за период на сетълмент s, *MWh;* $\text{Ц}ID_{1H,s}$ е среднопретеглената цена на часовите продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh*, като: а) когато $\text{СН}_s > 0$, се определя цена $\text{ЦИ}ID_s = \text{Ц}ID_s -$ $\max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$; б) когато $\text{СН}_s < 0$, се определя цена $\text{ЦН}ID_s = \text{Ц}ID_s + max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$. (4) В трети етап, ако сумарният		сетълмент, когато бъде приложен. Отбелязва, че ако се следва икономическата логика и правилата на пазара, при по-голям небаланс можем да се очаква активиране на по-скъпи източници, което така или иначе ще оскъпи балансирането за крайните клиенти и ВЕИ производителите. В този контекст, допълнителната санкция ще оскъпи още повече балансирането и ще облагодетелства ЕСО ЕАД, тъй като допълнителните средства остават в оператора и няма да стигнат до съответния доставчик на балансиращи услуги (ДБУ). Намира, че това не отговаря на принципите, заложени в Регламент 2017/2195, според които цените на балансиращата енергия трябва да дават адекватни сигнали към участниците и че НПО не трябва да реализира финансов резултат от сделките за балансираща енергия. Подчертава, че предвидената допълнителна санкция в случай на значителен небаланс в системата няма да помогне значително за решаването на проблемите на оператора, свързани с физическото балансиране на системата. Единствено, въпреки че противоречи на принципа за	

	небаланс СН_s в електроенергийната система на Р България за период на сетълмент s надхвърля ±50 MWh, цените за излишък и недостиг се умножават с коефициент Kp_s, изчислен по следната формула: $$Kp_s = \frac{\lvert \text{СН}_s \rvert}{50}$$ като: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя $\text{ЦИрез}_s = -Kp_s * \lvert \text{ЦИ}_s \rvert$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя $\text{ЦНрез}_s = Kp_s * \lvert \text{ЦН}_s \rvert$ (5) Цените за излишък и недостиг се определят окончателно в четвърти етап по следния начин: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя окончателна цена за излишък за период на сетълмент s по формулата: $\text{ЦЕИ}_s = \min\ (\text{ЦИ}_s; \text{ЦИ}ID_s; \text{ЦИрез}_s)$, като $\text{ЦЕИ}_s = \text{ЦЕН}_s$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя окончателна цена за недостиг за период на сетълмент s по формулата: $\text{ЦЕН}_s = \max\ (\text{ЦН}_s; \text{ЦН}ID_s; \text{ЦНрез}_s)$, като $\text{ЦЕН}_s = \text{ЦЕИ}_s$		финансов неутралитет на преносния оператор, тази санкция ще спомогне за генериране на допълнителни средства, които биха могли да бъдат използвани за финансиране на евентуални наложени санкции на ЕСО ЕАД, но реално няма да улесни физическото балансиране на системата. В този смисъл счита за по-удачно да бъдат създадени условия и стимули потребители и ВЕИ производители да участват в предлагането на балансиращи услуги, което реално ще увеличи портфолиото от балансиращи източници.	

Чл. 8 **„Ритъм-4-ТБ“ ООД**	Чл. 8. (1) ЦЕИ$_s$ и ЦЕН$_s$ за всеки период на сетълмент *s* се определят в четири последователни изчислителни етапа съгласно ал. 2 – 5. (2) В първи етап се изчисляват цените за излишък и недостиг като среднопретеглена стойност на всички активирани източници от регулиране за период на сетълмент *s*, като: 1. цената за излишък за период на сетълмент *s* се изчислява по следната формула: $\text{ЦИ}_s = \frac{(\sum \text{КЕАВР}_s^- * \text{ЦЕМ}_{\text{КЕАВР}_s}^-) + (\sum \text{КЕРВР}_s^- * \text{ЦЕМ}_{\text{КЕРВР}_s}^-) + (\sum \text{КЕРЗЗ}_s^- * \text{ЦЕМ}_{\text{КЕРЗЗ}}^-}{\sum \text{КЕАВР}_s^- + \sum \text{КЕРВР}_s^- + \sum \text{КЕРЗЗ}_s^-}$ където: $\sum \text{КЕАВР}_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}_{\text{КЕАВР}_s}^-$ е най-ниската цена на предложение за балансиране	няма предложен конкретен текст	Дружеството предлага КЕВР да вземе предвид състоянието на електроенергийната система, която е със свръхкапацитет за производство при намаляващо потребление и да промени Методиката така, че да се изчислява средно претеглена цена при регулиране нагоре или надолу, което ще доведе до стимулиране на инвестиции в балансиращ капацитет по прозрачен и ясен метод. Изразява несъгласие с ал. 2, т. 3, тъй като се взимат най-ниските и най–високите цени от даден неизвестен никому приоритетен списък. Отбелязва, че от предложения алгоритъм не става ясно, защо са включени неопределими цени при положение, че всеки може да види какви са цените на енергийната борса. Предлага, ако се цели прозрачност в този момент, цената да бъде среднопретеглената цена за дадения сетълмент период от пазар „Ден напред“ и от пазар „В рамките на деня“ на БНЕБ ЕАД. Посочва, че от изчислителен етап 3 прозира желанието на НПО да ограничи максимално чисто търговските манипулации, но това няма смисъл да се прави чрез цени за небаланси при положение, че	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе и по-долу мотиви.**

	надолу от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРВР}_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕРВР}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в		може да се определи въпросен търговски участник и да му се наложат санкции съгласно действащото законодателство. Намира, че ако се цели нещо ограничаващо, отново няма да има проблеми да се определя среднопретеглена цена на база количества излишък или недостиг по съответните цени, без изкуствено да се завишават с коефициент, който е изцяло хипотетичен и с неясен математически модел за неговото получаване и определяне от точно 50 MWh.	

	националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum \text{КЕРЗЗ}_s^-$ е сумарното количество енергия за регулиране надолу, активирано от резерв за заместване от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $\text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕРЗЗ}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране надолу, активирано за период на сетълмент *s* от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране надолу за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*. 2. цената за недостиг за период на сетълмент s се изчислява по следната формула: $\text{ЦН}_s = \frac{(\sum \text{КЕАВР}_s^+ * \text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕАВР}_s}) + (\sum \text{КЕРВР}_s^+ * \text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕРВР}_s}) + (\sum \text{КЕРЗЗ}_s^+ * \text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕРЗЗ}}}{\sum \text{КЕАВР}_s^+ + \sum \text{КЕРВР}_s^+ + \sum \text{КЕРЗЗ}_s^+}$ където: $\sum \text{КЕАВР}_s^+$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от автоматично			

	вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в националната пазарна зона, MWh; $ЦЕМ^{+}_{КЕАВР_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент s от общоевропейската платформа за балансираща енергия PICASSO и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum КЕРВР^{+}_{s}$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент s за покриване на небалансите в			

	националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ^{+}_{КЕРВР_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре от ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности, активирано за период на сетълмент *s* от общоевропейската платформа за балансираща енергия MARI и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *лв/MWh*; $\sum КЕРЗЗ^{+}_{s}$ е сумарното количество енергия за регулиране нагоре, активирано от резерв за заместване от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за период на сетълмент *s* за покриване на небалансите в националната пазарна зона, *MWh*; $ЦЕМ^{+}_{КЕРЗЗ_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране нагоре, активирано за период на сетълмент *s* от общоевропейската платформа за балансираща енергия TERRE и/или от локален приоритетен списък на предложения за регулиране нагоре за покриване на небалансите в националната пазарна зона,			

	лв/MWh. 3. ако за период на сетълмент *s* няма активирани източници на регулиране: а) цената за излишък се определя по следния начин: $$\text{ЦИ}_s = \max \text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕАВР}_s}$$ където: $\max \text{ЦЕМ}^-_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-високата цена на предложение за балансиране надолу в приоритетния списък на предложения за регулиране надолу от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности за период на сетълмент *s*, *лв/MWh*; б) цената за недостиг се определя по следния начин: $$\text{ЦН}_s = \min \text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕАВР}_s}$$ където: $\min \text{ЦЕМ}^+_{\text{КЕАВР}_s}$ е най-ниската цена на предложение за балансиране нагоре в приоритетния списък на предложения за регулиране нагоре от автоматично вторично регулиране на честота и обменните мощности за период на сетълмент			

	s, лв/MWh. (3) Във втори етап се изчислява индексът на цените на пазарен сегмент „в рамките на деня“ (ПРД) на БНЕБ, както следва: 1. при изчисляването на среднопретеглена цена на ПРД се вземат предвид всички сключени сделки от 15-минутните и часови продукти на екраните за непрекъсната търговия с електрическа енергия на ПРД за всеки сетълмент период *s*; 2. количествата, търгувани от 15-минутните продукти и часовите продукти на екраните за непрекъсната търговия за всеки сетълмент период s се сумират и ако сборът надвишава 100 MW за всеки сетълмент период s, се установява минимална разлика от 25%, но не по-малко от 10 лв., като в случай, че $\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s} > 100\ MW$, се определя $$\text{Ц}ID_s = \frac{(\text{КЕ}ID_{15',s} * \text{Ц}ID_{15',s}) + (\text{КЕ}ID_{1H,s} * \text{Ц}ID_{1H,s})}{\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s}}$$ където: $\text{КЕ}ID_{15',s}$ е търгуван обем на 15-минутните продукти за период на сетълмент *s*, *MWh;*			

	Ц$ID_{15',s}$ е среднопретеглената цена на 15-минутни продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh;* КЕ$ID_{1H,s}$ е търгуван обем на часовите продукти за период на сетълмент s, *MWh;* Ц$ID_{1H,s}$ е среднопретеглената цена на часовите продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh,* като: а) когато $\text{СН}_s > 0$, се определя цена ЦИ$ID_s = \text{Ц}ID_s -$ $\max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$; б) когато $\text{СН}_s < 0$, се определя цена ЦН$ID_s = \text{Ц}ID_s + max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$. (4) В трети етап, ако сумарният небаланс СН_s в електроенергийната система на Р България за период на сетълмент s надхвърля ±50 MWh, цените за излишък и недостиг се умножават с коефициент Kp_s, изчислен по следната формула: $$Kp_s = \frac{\lvert\text{СН}_s\rvert}{50}$$ като: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя $\text{ЦИрез}_s = -Kp_s * \lvert\text{ЦИ}_s\rvert$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя $\text{ЦНрез}_s = Kp_s * \lvert\text{ЦН}_s\rvert$ (5) Цените за излишък и недостиг			

	се определят окончателно в четвърти етап по следния начин: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя окончателна цена за излишък за период на сетълмент s по формулата: $\text{ЦЕИ}_s = \min\ (\text{ЦИ}_s; \text{ЦИ}ID_s; \text{ЦИрез}_s)$, като $\text{ЦЕИ}_s = \text{ЦЕН}_s$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя окончателна цена за недостиг за период на сетълмент s по формулата: $\text{ЦЕН}_s = \max\ (\text{ЦН}_s; \text{ЦН}ID_s; \text{ЦНрез}_s)$, като $\text{ЦЕН}_s = \text{ЦЕИ}_s$			
Чл. 8 „ЕВН България“ ЕАД	Чл. 8. (3) Във втори етап се изчислява индексът на цените на пазарен сегмент „в рамките на деня“ (ПРД) на БНЕБ, както следва: 1. при изчисляването на среднопретеглена цена на ПРД се вземат предвид всички сключени сделки от 15-минутните и часови продукти на екраните за непрекъсната търговия с електрическа енергия на ПРД за всеки сетълмент период s; 2. количествата, търгувани от 15-минутните продукти и часовите продукти на екраните за непрекъсната търговия за всеки	Ал. 3 и 4 да отпаднат.	Дружеството не споделя разбирането, заложено в мотивите на проекта и логиката, която личи от втория и третия етап от изчислението, предвидено в Методиката, според които цените за балансиране се използват като дисциплинираща мярка за недобросъвестно пазарно поведение. Счита, че въвеждането на прекомерно висока цена за всички участници като наказателна санкция към тези, които не спазват оперативните разпореждания НПО, по своята същност представлява ново изкривяване на стимулите и несправедливо повишаване на	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.**

	сетълмент период s се сумират и ако сборът надвишава 100 MW за всеки сетълмент период s, се установява минимална разлика от 25%, но не по-малко от 10 лв., като в случай, че $\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s} > 100\ MW$, се определя $\text{Ц}ID_s = \frac{(\text{КЕ}ID_{15',s} * \text{Ц}ID_{15',s}) + (\text{КЕ}ID_{1H,s} * \text{Ц}ID_{1H,s})}{\text{КЕ}ID_{15',s} + \text{КЕ}ID_{1H,s}}$ където: $\text{КЕ}ID_{15',s}$ е търгуван обем на 15-минутните продукти за период на сетълмент s, *MWh;* $\text{Ц}ID_{15',s}$ е среднопретеглената цена на 15-минутни продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh;* $\text{КЕ}ID_{1H,s}$ е търгуван обем на часовите продукти за период на сетълмент s, *MWh;* $\text{Ц}ID_{1H,s}$ е среднопретеглената цена на часовите продукти за период на сетълмент s, *лв/MWh,* като: а) когато $\text{СН}_s > 0$, се определя цена $\text{ЦИ}ID_s = \text{Ц}ID_s - \max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$; б) когато $\text{СН}_s < 0$, се определя цена $\text{ЦН}ID_s = \text{Ц}ID_s + max(10\text{лв}, \lvert\text{Ц}ID_s\rvert * 0.25)$. (4) В трети етап, ако сумарният небаланс СН_s в електроенергийната		разходите за добросъвестни пазарни участници за сметка на тези, които се опитват да извлекат недължащи им се ползи. Правилата следва да предполагат коректно поведение, с което да създават условия за тяхното спазване, съответно неправомерното поведение би трябвало да се разследва от Комисията и след доказано нарушение да се налагат индивидуални санкции, съразмерни с нарушението, а при достатъчно тежко нарушение и изключване от пазара. Според дружеството прехвърлянето на разходи, причинени от недобросъвестно поведение, върху всички пазарни участници няма да послужи като ефективна превенция, какъвто е замисълът на методиката, а напротив – ще намали реално платената цена именно от участника, който не спазва правилата, за сметка на всички останали, като в крайна сметка това ще доведе до увеличаване на финансовата тежест върху клиентите. Оставайки анонимен, такъв участник ще има възможност да продължи да действа в разрез с правилата, без да понесе каквато и да е отговорност за своето поведение.	

	система на Р България за период на сетълмент s надхвърля ±50 MWh, цените за излишък и недостиг се умножават с коефициент Kp_s, изчислен по следната формула: $$Kp_s = \frac{\lvert \text{СН}_s \rvert}{50}$$ като: 1. в случай, че $\text{СН}_s > 0$, се определя $\text{ЦИрез}_s = -Kp_s * \lvert \text{ЦИ}_s \rvert$ 2. в случай, че $\text{СН}_s < 0$, се определя $\text{ЦНрез}_s = Kp_s * \lvert \text{ЦН}_s \rvert$		По отношение на трети етап от изчислението, разбирането на дружеството е, че с него се цели ограничаване на екстремни случаи на системен небаланс чрез финансови механизми. Не подкрепя неговото въвеждане в предложения, като не споделя мотива, че санкциите могат да бъдат част от разходите за балансираща енергия, тъй като по този начин по административен път единствено се утежнява цената на балансиращата енергия за крайните клиенти. Освен това този механизъм няма да даде търсения резултат при налични алтернативни подходи Според дружеството такива алтернативни решения са например увеличаване на източниците на балансираща енергия чрез създаване на условия (правила, процедури, продукти и т.н.) потребителите и производителите (най-вече от възобновяеми източници) да вземат активно участие в пазара на балансиращи услуги, насочване на приходите от цената за достъп, която се заплаща от производителите, към изграждане на допълнителни мощности за балансиране и други мерки, които обаче е редно да са анализирани	

			задълбочено и обсъдени със засегнатите лица. Обръща внимание, че такъв анализ е задължителна обосновка при предлагане на толкова чувствително увеличение на разхода над пазарния разход на НПО, а етапи втори и трети от изчислението на цената са защитими едва след демонстриране посредством числени модели и пазарни симулации, че имат най-висока ефективност за решаване на конкретните идентифицирани проблеми и не съществуват други по-разходоефективни и устойчиви решения. Това ще намали елемента на риск и в най-пълна степен ще отговори на заложения принцип в чл. 44, параграф 1, буква „б“ от Регламент 2017/2195 – цената на балансиращата енергия да отразява стойността на енергията в реално време (т.е. да не бъде утежнявана по административен път).	
Чл. 10 **„Електрохолд България“ ЕООД**	Чл. 10. (2) Финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец. (3) няма предложен текст	Чл. 10. (2) Финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец и се публикуват на интернет страницата му по	С оглед осигуряване на прозрачност на балансиращите пазари, каквато е една от основните цели на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране,	**Предложението по ал. 2 не се приема.** Няма изискване в Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година НПО да публикува такава информация. Изискването е регулаторният орган да осигури финансова

		сетълмент периоди в срок до 15-то число на месеца, за предходния месец. (3) Натрупаните финансови излишъци или дефицити, се разпределят между пазарните участници, пропорционално на реализираните абсолютни небаланси.	счита за необходимо информацията относно разходите и приходите на независимия преносен оператор за закупуване/продажба на балансираща енергия да бъде предоставяна и на пазарните участници. Предложението за нова ал. 3 е с оглед разпоредбата на чл. 44, пар. 2 от Регламент 2017/2195, съгласно който операторът на преносна система не следва да получава икономически ползи или загуби във връзка с финансовия резултат от уреждането на небалансите и че всеки положителен или отрицателен финансов резултат вследствие на това се прехвърля към ползвателите на мрежата по силата на приложимите национални разпоредби.	неутралност на оператора. **Предложението по ал. 3 не се приема,** тъй като противоречи на чл. 44, пар. 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година, доколкото не всички търговски участници са ползватели на мрежата. Натрупаните финансови излишъци или дефицити следва да се разпределят между ползвателите на мрежата чрез цените за достъп на ЕСО ЕАД, които се заплащат от всички производители и потребители. Утвърждаването на тези цени обаче не е предмет на настоящото производство, а изисква изменение и допълнение на наредбата по чл. 36, ал. 3 от ЗЕ.
Чл. 10 **АТЕБ**	Чл. 10. (2) Финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец. (3) няма предложен текст	Чл. 10. (2) Финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец и се публикуват на интернет страницата му по сетълмент периоди в срок до	С цел осигуряване на прозрачност, какъвто е един от основните приоритети на Регламент (ЕС) 2017/2195, АТЕБ счита, че е редно тази информация да бъде предоставяна и на пазарните участници своевременно, вкл. почти в реално време, тъй като разходите на независимия	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.**

		15-то число на месеца, за предходния месец. (3) Натрупаните финансови излишъци или дефицити, се разпределят между пазарните участници, пропорционално на реализираните абсолютни небаланси.	преносен оператор за закупуване на балансираща енергия се компенсират от приходите от цените за балансираща енергия за излишък и недостиг, които операторът получава от координаторите на балансиращи групи. Предложението по ал. 3 е с оглед разпоредбата на чл. 44, пар. 2 от Регламент 2017/2195, съгласно който операторът на преносна система не следва да получава икономически ползи или загуби във връзка с финансовия резултат от уреждането на небалансите и че всеки положителен или отрицателен финансов резултат вследствие на това се прехвърля към ползвателите на мрежата по силата на приложимите национални разпоредби.	
Чл. 10 АСЕП	Чл. 10. (1) Разходите на независимия преносен оператор за закупуване на балансираща енергия за регулиране нагоре и надолу се компенсират от приходите от цените за балансираша енергия за излишък и недостиг, които операторът получава от кординаторите на балансиращи групи. (2) Финансови дефицити или	няма предложен конкретен текст	Според АСЕП предвиденият в проекта чл. 10, ал. 2 не дефинира ясно какво ще се случва с генерираните финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор. Текстът разписва единствено задължение за системния оператор за ежемесечно докладване пред Комисията, по утвърден образец. Не счита, че е ефективно тези отклонения да	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.**

	излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец.		остават в системния оператор и евентуално да намерят някаква форма на отражение в следващ ценови период, защото е невъзможно да се гарантира отразяването им в реален размер. Подчертава, че тези цени са пазарни приходи, съответно нямат място в решения, свързани с регулирани дейности. Горното е допълнителен аргумент срещу прилагането на коефициенти по чл. 8 от Методиката.	
Чл. 10 **БФА**	Чл. 10. (1) Разходите на независимия преносен оператор за закупуване на балансираща енергия за регулиране нагоре и надолу се компенсират от приходите от цените за балансираща енергия за излишък и недостиг, които операторът получава от кординаторите на балансиращи групи. (2) Финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец. (3) няма предложен текст	Чл. 10. (1) Приходите на независимия преносен оператор от цените за балансираща енергия за излишък и недостиг, които операторът получава от координаторите на балансиращите групи и търговските участници, които отговарят за небалансите на своите обекти като координатор на балансираща група, покриват разходите на независимия преносен оператор за закупуване на балансираща енергия за регулиране нагоре и регулиране надолу. (2) Не се допуска приходи от цените от балансираща	БФА посочва, че освен противоречието с чл. 44, пар. 2 от Регламент 2017/2195, допускането на правна възможност независимия преносен оператор да формира „финансови дефицити или излишъци“ в чл. 10 от Методиката не е обвързано с правни последици. Счита, че изцяло е пренебрегнат изискуемият от регламента механизъм за прехвърлянето на такъв дефицит или излишък към ползвателите на мрежата и конкретно към тези ползватели, от които се формира положителния финансов резултат („излишъци“) или отрицателен финансов резултат („дефицити“). Обръща отново внимание, че предложената методика създава механизъм, който	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.** В допълнение, твърдението на БФА за вътрешно противоречие между ал. 1 и ал. 2 на чл. 10, които по същество признават, че предложената Методика не изпълнява и противоречи на нормите в Регламент (ЕС) 2017/2195, е невярно предвид разпоредбата на чл. 44, пар. 2 от същия, която допуска възможност за реализиране на финансови излишъци и/или дефицити от НПО и урежда начина на прехвърлянето им към ползвателите на мрежата с уточнението, че следва да се осъществи по силата на

		енергия излишък и недостиг да превишават и/или да са по-ниски от разходите за балансираща енергия за регулиране нагоре и регулиране надолу. (3) Информация за определяне на цените на балансиращата електрическа енергия за регулиране нагоре и надолу, както и за реализиран енергиен излишък и недостиг, за финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор, се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец и се публикуват на интернет страницата на Комисията.	ще формира само положителен финансов резултат за независимия преносен оператор, което съгласно регламента, и с оглед на принципите на пазара обвързва правно регулатора да предложи механизъм за прехвърляне на формирания положителен финансов резултат от независимия преносен оператор към ползвателите на мрежата и конкретно тези, които са заплатили по-висока цена (в общия случай това са основно производителите от ВЕИ). Според БФА такъв механизъм следва да бъде приет заедно с методиката, защото в националното законодателство също не е създаден подобен механизъм, какъвто трябва да има, за да се изпълнят задълженията по Регламент (ЕС) 2017/2195. Отбелязва също, че в проекта на Методика независимият преносен оператор се задължава да докладва наличие на „дефицит“ или „излишък“, без да са предложени съответни мерки, които да се следват, за да се отстрани подобно нарушение на изискванията на регламента. Твърди, че липсата на механизъм за прехвърлянето на възникнал дефицит или излишък към ползвателите на мрежата	приложимите национални разпоредби.

			нормативно ще създаде кръстосано субсидиране на независимия преносен оператор, чрез реализацията на положителния финансов резултат от цената на балансиращата енергия и чрез регулираните цени на мрежовите услуги, предоставяни от него (чрез цената за достъп се покриват разходите на оператора за НПО за разполагаемост за допълнителни услуги). Посочва, че съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195, не е допустимо сумата от надвзетите средства от участниците на балансиращия пазар да бъдат разпределяни за компенсиране на други разходи или за компенсиране на разходи за балансиране на други участници, както и това да става в следващи регулаторни периоди от сключването на сделките. Подчертава, че текстовете на Регламент (ЕС) 2017/2195 в тази посока целят да насърчат регулаторите да приемат такива правила, които да препятстват изкривяването на този сегмент на пазара, което е в противоречие на основните принципи за правилното му функциониране. Намира за безспорно, че регламента изисква от регулатора да гарантира, както че независимият преносен	

			оператор не получава икономически ползи, така и че не реализира загуби при уреждане на небалансите в системата. Поради тази причина счита, че предложеният текст на чл. 10, ал. 2 не съответства на изискванията на регламента. В случай, че регулаторът допуска хипотеза за финансови дефицити, както е записано в предложения текст на чл. 10, ал. 2, то според БФА това прави невярно записаното в чл. 10, ал. 1, че разходите на независимия преносен оператор за закупуване на балансираща енергия се компенсират от приходите за балансираща енергия, които операторът получава от координаторите на балансиращи групи. Горното поставя чл. 10, ал. 1 и ал. 2 в пълно вътрешно противоречие, които по същество само признават, че предложената Методика не изпълнява и противоречи на нормите в Регламент (ЕС) 2017/2195.	
Чл. 10 „ЕВН България“ ЕАД	Чл. 10. (1) Разходите на независимия преносен оператор за закупуване на балансираща енергия за регулиране нагоре и надолу се компенсират от приходите от цените за	няма предложен конкретен текст	Според дружеството методиката създава условия, при които НПО ще е в позиция на нарушение на принципа за финансова неутралност по отношение на сделките с балансираща енергия по	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.** В допълнение, с допълнителната цена за достъп за производители от ВИ се покриват единствено разходи

	балансираша енергия за излишък и недостиг, които операторът получава от кординаторите на балансиращи групи. (2) Финансови дефицити или излишъци за независимия преносен оператор се докладват пред Комисията ежемесечно по утвърден от Комисията образец.		смисъла на член 44, параграф 1, буква „и“ от Регламент 2017/2195. Увеличеният паричен поток, който остава в ЕСО ЕАД заради непълното разпределяне на приходите, събирани от участниците в небаланс, към ДБУ, създава условия за формиране на нерегламентиран финансов излишък, без да дава инструмент на оператора за закупуване на допълнителни балансиращи услуги. Посочва, че непълният трансфер на приходи към ДБУ прави дейността им по-малко доходоносна, отколкото пазарът на небаланси установява, което по никакъв начин не способства за повишаване на интереса към нея. Счита, че вместо включване на трети етап за изчисление на цената, базиран на количествен коефициент, е по-удачен пазарният подход за решаване на проблема, който представлява и по-справедлив метод за разпределяне на разхода за балансиране. Не намира логика участниците да се наказват допълнително при значителен небаланс в системата, при това прогресивно, и това да формира финансов излишък при НПО, при наличието на допълнителна цена за достъп,	на НПО за разполагаемост за допълнителни услуги, т.е. същата няма отношение към цената на балансиращата енергия.

			която цели да компенсира разходите по балансиране на системата, предизвикани от производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Отбелязва, че предвиденото в чл. 10, ал. 2 от методиката докладване на финансови излишъци и дефицити не е съпроводено с разписан механизъм за тяхното преразпределяне. Посочва, че ако тези средства бъдат върнати на пазарните участници в следващ период през намалена цена за достъп до мрежата, това би облагодетелствало и пазарни участници, които нямат положителен принос за балансиране на системата. Освен това цена за достъп според Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия се определя на годишна база, докато финансовите дефицити и излишъци на НПО се докладват месечно пред КЕВР. Остава неясно, дали тези разходи биха се отчели в следващия ценови период, което е несъвместимо с принципа за финансова неутралност на НПО. Предлага чл. 10, ал. 2 от методиката или да отпадне или да	

			придобие вид на ясни правила за допустимост на финансови дефицити и излишъци, както и правила, регламентиращи подробно тяхната последваща роля в системата. Във връзка с изложените съображения счита, че балансиращият пазар ще се подобри значително, ако НПО поеме обвързващ ангажимент да публикува своевременно всички данни, кореспондиращи ясно и недвусмислено с конкретните компоненти на методиката. Такъв вид прозрачност дава възможност на пазарните участници да планират и оптимизират своите разходи. Това е в основата и на доверието в пазара като справедлив ценови механизъм и в дейността на ЕСО ЕАД като независим и оптимален системен координатор. Предлага също да бъде предвиден текст в чл. 10 или на друго място, който да задължи НПО да публикува своевременно данни за позицията на контролната зона, за активираните количества енергия и техните съответни цени във вид и формат, отговарящи на компонентите на методиката за изчисление на цената на балансираща енергия.	

§ 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на проекта на Методика АТЕБ	§ 2. Методиката е приета на основание чл. 21, ал. 1, т. 11 от Закона за енергетиката с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране по Протокол № ... от .....2024 г., т. ..., и влиза в сила от датата на обнародването ѝ в Държавен вестник.	няма предложен конкретен текст	АТЕБ предлага Комисията да преразгледа предложението си по § 2 от ПЗР и да предвиди влизане в сила на новата Методика след присъединяването на ЕСО ЕАД към европейските платформи за балансираща енергия, от 1-во число на месеца, следващ датата на обнародването на Методиката в Държавен вестник, тъй като по този начин отношенията при действието на настоящата Методика ще могат да се приключат безпроблемно, както и ще има възможност на всички засегнати лица да се подготвят за прилагането на новите правила.	**Предложението не се приема.** Съгласно новата редакция на чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ методиката е самостоятелен акт, като приемането ѝ и влизането ѝ в сила не следва да се обвързва с присъединяването на ЕСО ЕАД към европейските платформи за балансираща енергия, а точно обратното – приемането и влизането в сила на методиката, заедно с отмяната на пределните цени на балансиращата енергия, са част от условията за присъединяване на НПО към европейските платформи за балансиране.
§ 2 от ПЗР на проекта на Методика „Електрохолд България“ ЕООД	§ 2. Методиката е приета на основание чл. 21, ал. 1, т. 11 от Закона за енергетиката с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране по Протокол № ... от .....2024 г., т. ..., и влиза в сила от датата на обнародването ѝ в Държавен вестник.	няма предложен конкретен текст	Дружеството счита, че за всички пазарни участници, включително ЕСО ЕАД, ще бъде по-удачно, ако новата Методика влезе в сила от 1-во число на календарен месец. Така отношенията при действието на настоящата Методика ще могат да се приключат безпроблемно, както и ще има възможност на всички засегнати лица да се подготвят за прилагането на новите правила. В тази връзка предлага Комисията да преразгледа предложението си по § 2 от ПЗР и да предвиди влизане в	**Предложението се приема по принцип.** § 2 от ПЗР придобива следната редакция: § 2. Методиката е приета на основание чл. 21, ал. 1, т. 11 от Закона за енергетиката с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране по Протокол № ... от .....2024 г., т. ..., и влиза в сила от 1 май 2024 г.

			сила от 1-во число на месеца, следващ датата на обнародването на Методиката в Държавен вестник.	
§ 2 от ПЗР на проекта на Методика „ЕВН България“ ЕАД	§ 2. Методиката е приета на основание чл. 21, ал. 1, т. 11 от Закона за енергетиката с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране по Протокол № ... от .....2024 г., т. ..., и влиза в сила от датата на обнародването ѝ в Държавен вестник.	няма предложен конкретен текст	Дружеството обръща внимание, че методиката представлява съществена промяна на пазарните условия, която в развитите пазари, ползвани за модел на най-добра практика, са се случвали постепенно, в продължение на години, съпътствани от анализи и поетапни корекции. За разлика от тези практики, проектът въвежда множество съществени промени в кратки срокове, което създава според дружеството риск от шоково увеличаване на разходите за балансиране, а оттам респективно и на цените на електрическата енергията за крайните клиенти, без да е представена оценка на очакваните резултати. След премахването на правомощието на Комисията да определя пределни цени на балансиращата енергия и в условията на пазар с ограничен брой доставчици (конкуренция почти липсва), не може да се очаква пазарът на балансиращи услуги да се саморегулира ефективно. Поради тази причина	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.**

			очаква възникване на огромен риск въвеждането на методиката, при съществуващите в България условия и преди официалният старт на участието на ЕСО ЕАД в европейските платформи за балансиране, да създаде условия за нови ценови крайности. Тези ценови крайности допълнително се подхранват и от предвиденото в § 1 от ПЗР на проекта изключение, валидно до присъединяването на ЕСО ЕАД към PICASSO, а именно изчисляването на цената на балансиращата енергия да се базира на най-високата цена на активиран източник, без цените да се „претеглят" по вид източник (както е предвидено в чл. 8, ал. 2 и ал. 3 от проекта). За да се избегне рязко увеличаване на разходите за балансиране, което неизменно ще се отрази и в цените на крайните клиенти, дружеството предлага влизането в сила на Методиката да бъде отложено до началото на месеца, следващ присъединяването на НПО към европейските платформи за балансираща енергия.	
По проекта на Методика АСЕП	проект на Методика	няма предложен конкретен текст	АСЕП посочва, че в Закона за енергетика се запазва текстът на чл. 21, ал. 1, т. 8а, който дава	**Предложението не се приема.** По отношение искането за прилагане на единен подход

			правомощия на КЕВР да определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2. АСЕП се обявява против подход, с който се запазва определянето на пределни цени за един елемент от разходите за балансираща енергия – резерв, и се премахва за друг – в случая за активираната балансираща енергия. Тъй като двата елемента сформират общите приходи на доставчика на балансиращи услуги от участие в балансиращия пазар, счита, че такъв подход позволява възможности за кръстосано субсидиране между двата прихода, т.е. поради определената пределна цена за резерв в чл. 21, ал. 1, т. 8а, доставчикът следва да заложи по-малка стойност в нея, и да компенсира с увеличена стойност за активирана балансираща енергия, предвидена като безпределна стойност в закона, за да може да покрие очакванията за приходи. Още повече, намира подобен подход за недопустим, тъй като двата елемента на разхода се калкулират и заплащат на различен	при определяне на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги и на цените на балансиращата електрическа енергия, същото, освен че не е предмет на настоящото производство, е и в противоречие както със ЗЕ, така и с Регламент (ЕС) 2017/2195. В допълнение, разходите за разполагаемост за допълнителни услуги се отразяват само в цените за достъп до електропреносната мрежа. По отношение присъединяването на НПО към европейските платформи за балансиране, същото към момента не е факт, но се очаква, следователно Методиката следва да отразява разходите/приходите на оператора от участието му на тези платформи. Пределно ясно е, че до присъединяването разходите/приходите ще се изчисляват в съответните формули със стойност нула. По отношение небалансите, причинени от непланираните обмени, следва да се има предвид, че съгласно чл. 64,

			принцип, но не е ясно как се разпределят или обединяват впоследствие в цената за балансираща енергия – чрез цената за достъп до електропреносната мрежа, или са включени в разходите за небаланси на база активирана балансираща енергия. С оглед на горното настоява да се избере и възприеме от Комисията еднакъв подход – или да се запази определянето на пределни цени за резерв и балансираща енергия или да отпаднат спрямо двата елемента при сформиране на разходите за управление на сигурността на системата – и за резерв, и за активирана балансираща енергия. Счита мотивите на Комисията, според които предложената Методика отразява и последиците от предстоящото присъединяване на независимия преносен оператор към европейските платформи за балансиране съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийно балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195), тъй като действащата методика отчита единствено цените на активираните източници за регулиране в националната пазарна зона, също не могат да се	ал. 1 от ПТЕЕ независимият преносен оператор поема отговорност за небалансите по сделките с балансираща енергия за компенсиране на технологичните разходи в електропреносната мрежа и непланираните обмени. Не е необходимо в методиката да бъде предвиден контролен механизъм по прилагането ѝ, тъй като контролните правомощия на регулатора са уредени в Закона за енергетиката. В останалата част предложението е неотносимо към настоящото административно производство.

			използват като правно основание, тъй като ЕСО ЕАД все още не е присъединен към платформата PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) и този процес е без краен срок. Обръща също така внимание, че продължава да няма публична информация за непланираните търговски обмени, осъществени от системния оператор. Настоява да се гарантира, че те са извадени при изчисляване на балансиращите страни. Посочва, че съгласно чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ на Комисията е възложено да приеме и контролира прилагането на методика за определяне на цените на балансиращата електрическа енергия, но в предложения проект на акт не е отразен какъвто и да е механизъм за контрол. Отбелязва, че последните изменения в Методиката, свързана с балансиращия пазар, касаят единствено финансовите разходи в системата, пренебрегвайки физическото балансиране и сигурността на системата. Посочва, че балансиращият пазар продължава да е най-	

			нереформираният сегмент, доминиран от липса на адекватни и гъвкави мощности за балансиране, неизпълнение на законови изисквания за достъп до системни данни в реално време и сетълмент на седмична база, липса на достатъчен брой смарт електромери и данни от измерванията в реално време, което да позволи на производители и консуматори през техните доставчици да управляват електроенергийния си товар, пълен хаос в присъединяването на производители на ниско и средно напрежение, съчетано с липсата на регулаторен контрол. Според АСЕП е учудващо, защо не са инициирани промени в нормативната уредба, които да позволят на оператора осигуряване на допълнителен капацитет от доставчици на балансиращи услуги и нормалното функциониране на електроенергийната система.	
По проекта на Методика АТЕБ	проект на Методика	няма предложен конкретен текст	АТЕБ отчита факта, че ЕСО ЕАД непрекъснато увеличава обема на публикуваната информация, но в някои случаи обаче тази информация е противоречива и неясна за търговските участници. Посочва, че в проекта на Методика	**Предложението не се приема, тъй като не е предмет на настоящото производство и/или е в противоречие със Закона за енергетиката и Регламент (ЕС) 2017/2195.**

			липсва достатъчно информация, на базата на която да може да се направи задълбочен анализ и проекция какви разходи за балансиране могат да се очакват и съответно да се предвидят в цените на клиентите, което ще се отрази в увеличена рискова компонента в тези цени. Счита за добра търговска практика и с цел постигане на прозрачност ЕСО ЕАД да публикува на интернет страницата си своите очаквания за ефектите от въвеждането на новата Методика върху разходите за балансиране. Апелира Комисията да приеме Методиката когато присъединяването на НПО към европейските платформи за балансираща енергия стане факт. Прогнозира, че цените на балансиращата енергия ще се увеличат поради факта, че с приемането на Методиката се премахват и пределните цени, които регулират цените на ДБУ. Видно от провежданите търгове от ЕСО ЕАД, в България има няколко ДБУ, като много често операторът не успява да набави необходимия за целите на управлението на системата резерв. В условията на липса на конкуренция, ДБУ имат много голяма пазарна сила и е	

			възможно да злоупотребяват с нея. За да не се случи това, поддържа позиция, че отпадането на пределните цени е добре да се случи тогава, когато има достатъчно предлагане на този пазар, а именно когато България се присъедини към европейските платформи за балансираща енергия.	
По проекта на Методика Асоциация Хидроенергия	проект на Методика	няма предложен конкретен текст	Сдружението обръща внимание на някои притеснителни аспекти, които биха могли да възникнат, тъй като предложеният проект на Методика предвижда определянето на цени на балансиращата енергия за регулиране нагоре или надолу на пазарен принцип, което практически излага участниците изцяло на пазарните механизми и би могло да предизвика по-голяма несигурност. Опасенията му се засилват и от тревожната информация за оттеглянето на част от участниците в PICASSO, поради липсата на достатъчно конкуренция на платформата към този момент и генерирането на прекомерни разходи за търговските участници. Във връзка с гореизложеното поставя няколко въпроса, които счита, че следва да бъдат изяснени преди да се	**Предложението не се приема, тъй като не е предмет на настоящото производство, в противоречие е със Закона за енергетиката и Регламент (ЕС) 2017/2195, както и във връзка с изложени по-горе мотиви.**

			пристъпи към отпадането на пределните цени за балансиране, в т.ч. в какви срокове се предвижда България да се присъедини към PICASSO, дали това ще се случи по график до края на м. юли или се предвижда удължаване на поставения срок, кога ще бъде осигурен достъп в реално време до информация за системния небаланс, за да има яснота как се формират цените и др. Според асоциацията към настоящия момент все още съществуват редица предизвикателства – липса на достатъчно гъвкави мощности, каквито са водноелектрическите централи, забавено пазарно обединение, затруднени процеси по присъединяване на производители на ниско и средно напрежение, както и вече споменатата липса на данни в реално време. Намира, че горните съображения, в съчетание с либерализацията на пазара от 01.07.2024 г., липсата на пределни цени и липсата на конкуренцията на балансиращия пазар, е възможно да доведат до необосновано високи цени, да окажат натиск върху финансовата стабилност на пазарните участници и върху сигурността на	

			електроенергийната система. За избягване на спекулативни цени на балансираща енергия, апелира Комисията да определи метод за изчисляване на цените от доставчиците на балансираща енергия и да определи праг на печалба над себестойността, който да бъде стриктно съблюдаван от КЕВР, като финансовите средства, акумулирани над този праг, да бъдат разпределяни между участниците на балансиращия пазар. По отношение на предвидения модел за изчисляване на цената на балансиращата енергия счита, че до присъединяване на НПО към обединените балансиращи пазари не следва да се взема предвид най-високата цена без значение от количеството, а да се използва най-високата цена за конкретния вид регулиране, отнесено към количествата за съответното регулиране. Отбелязва, че за да се гарантира, че с приемането на методиката ще се подобри осезаемо работата на балансиращия пазар и доверието на търговските участници в него, като едновременно се създаде възможност за по-ефективно регулиране и повишаване на	

			сигурността на електроенергийната система, трябва да се работи в посока на преодоляване на посочените проблеми – необходимо е всички преки участници на балансиращия пазар, в това число координатори на балансиращи групи, производители, оператори на мрежи и ЕСО ЕАД, да положат координирани усилия за оптимизация на физическия небаланс на системата, като това задължително включва процедури и програми за обмен на данни в реално време, за да могат участниците да управляват максимално ефективно товарите си.	
По проекта на Методика БФА	проект на Методика	няма предложен конкретен текст	БФА посочва, че отделянето на методиката в отделен акт е съпътствано със съществени изменения (в сравнение с действащата методика) и въвеждане на нови положения в него, което обуславя необходимостта от излагане на обосновани мотиви и анализи за това, каквито не се съдържат в публикувания доклад на Комисията. В мотивите на доклада реално липсва анализ на съответствието на предлаганите	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.** В допълнение, съгласно чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ приемането на методика за определяне на цените на балансиращата електрическа енергия е вменено на КЕВР, като не е необходимо НПО да прави предложение за това. В този смисъл настоящото производство е изцяло съобразено с изискванията на Закона за енергетиката и

			текстове с нормите на Регламент (ЕС) 2017/2195, доколко и как се изпълнява императивното изискване в чл. 44, пар. 2 на регламента: *„Всеки съответен регулаторен орган по член 37 от Директива 2009/72/ЕО гарантира, че никой подведомствен нему ОПС да не получава икономически ползи или загуби във връзка с финансовия резултат от уреждането по реда на глави 2, 3 и 4 от настоящия дял през регулаторния период, определен от съответния регулаторен орган, и че всеки положителен или отрицателен финансов резултат вследствие на уреждането по реда на глави 2, 3 и 4 от настоящия дял се прехвърля към ползвателите на мрежата по силата на приложимите национални разпоредби“*. Отбелязва, че целта на този текст на регламента е да се осигури финансова неутралност на дейността на независимия преносен оператор по отношение на сделките с балансираща енергия и съответно възстановяване на разходите за тези сделки чрез определяне, начисляване и събиране на дължимите цени за енергиен излишък и енергиен недостиг, дължими от търговските	Закона за нормативните актове, които не предвиждат изготвянето на доклада от НПО съгласно чл. 60 във връзка с чл. 61 от Регламент (ЕС) 2017/2195 да бъде условие за и да предшества приемането на методиката.

			участници. Разходите на оператора, извън посочените по-горе, се покриват чрез цените, определени от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия и са свързани с точно определени приходи за него. Счита, че паралелно с посоченото по-горе, при разработването и приемането на методиката следва да се интегрират нормите на чл. 60 във връзка с чл. 61 от Регламент (ЕС) 2017/2195 – всеки оператор на преносна система е задължен най-малко веднъж на две години да издава доклад за балансирането, отнасящ се за предходните две календарни години, в който наред с останалите сведения и анализи, се включва анализ на разходите и ползите, както и евентуалната неефективност и изкривявания на пазара, от използването на специални продукти по отношение на конкуренцията и разпокъсаността на пазара, участието на оптимизацията на потреблението и възобновяемите енергийни източници, обединението на балансиращите пазари и страничните ефекти върху другите пазари на електроенергия заедно с мотивирано предложение за начина на разрешаване на	

			евентуалните проблеми, установени в този анализ. Изготвянето на такъв доклад, с посочените по Регламент (ЕС) 2017/2195 реквизити, трябва да предшества приемането на новата Методика и е необходимо да бъде предоставен за обсъждане. БФА няма информация такъв доклад да е изготвен и съответно обсъден от страна на Комисията, което е в нарушение на разпоредбите на посочения регламент. Освен това, Регламент (ЕС) 2017/2195 изисква консултациите със заинтересованите страни по проекто-предложенията за условията или методиките и по други мерки за прилагане, да се проведат в продължение на най-малко един месец, което изискване не е спазено при провеждане на настоящата процедура по обществено обсъждане.	
По проекта на Методика „Ритъм-4-ТБ“ ООД	проект на Методика	няма предложен конкретен текст	Дружеството обръща внимание, че неизпълнението на разпореждания за спазване на търговски график от страна на производители, при които са установени значителни отклонения, са изцяло в правомощията на НПО и КЕВР, които следва да санкционират нарушителите съгласно	**Предложението не се приема във връзка с изложени по-горе мотиви.**

			действащите правила и нормативи. Посочва, че описаните в доклада случаи на увеличен излишък засяга единствено неговото нетиране и правилно регулиране по физически начин, а не чрез финансов инструментариум. Всеки един потенциален инвеститор в производствени мощности очаква тяхната правилна експлоатация и съответния финансов приход, а не непрекъснати промени в методики за балансиране и увеличаване на негативния ефект върху самата инвестиция. Отбелязва, че промяна в методология, чрез която ще се наложат индиректни „глоби“ върху всички участници на пазара, независимо от това дали са коректни или не, допринася за недоверието от страна на инвеститорите. Намира за необходимо да се стимулират инвестиции в балансиращи мощности, а не да се определят финансови промени, които няма да доведат до физически баланс на системата, защото накрая всички потребители ще заплатят за това с увеличени разходи за балансиране на системата, дори и от външни за страната източници. Подчертава, че с текущите промени разходите няма как да останат в	

			лицензиантите и те ще бъдат принудени да ги прехвърлят към сметките за електроенергия на крайните потребители, което отново ще доведе до изкуствено увеличаване на инфлацията в икономиката. Според дружеството всеки ръст с 10% в разходите за електроенергия увеличават инфлацията в икономиката с 1%. Счита, че изводите в доклада са значително оптимистични по отношение намаляване разходите за балансиране, които противно на очакванията ще са значително по-високи, защото като цяло системата е със свръхпроизводствен капацитет и намаляващо потребление, което води до огромен излишък и до по-големи разходи за неговото нетиране. Обръща внимание, че въпреки непрекъснатите опити на НПО за увеличаване обема на публикуваната информация, липсва достатъчно ясна и коректна такава за активирани балансиращи мощности със съответните цени за това. Няма и информация за очакваните ефекти от въвеждането на новата методика върху разходите за балансиране. Настоява допълнително тда се вземе под внимание, че	

			търговските участници са поставени в принудителен небаланс, породен от невъзможността да закупуват електроенергията от енергийната борса на 15-минутен сетълмент в пазар „Ден напред“, което води до изкуствено завишаване на разходите за небаланс с до 10÷15%.	