



ПЛАН ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БЪЛГАРИЯ

Настоящият документ следва да бъде считан за план за изпълнение на България, в съответствие с Член 20 от Регламент 2019/943 в контекста на текущия процес на одобрение на държавна помощ за въвеждането на Механизъм за осигуряване на капацитет в България.

Съдържание

Увод.....	2
Част I: АНАЛИЗ НА РЕГУЛАТОРНИТЕ И ПАЗАРНИ НЕДОСТАТЪЦИ, СВЪРЗАНИ С ФУНКЦИОНИРАНЕТО НА ПАЗАРА В БЪЛГАРИЯ	3
1. Законодателна обстановка.....	3
2. Регулаторни и пазарни недостатъци в България.....	4
2.1. Откриване на пазарните недостатъци, които да бъдат отстранени чрез пазарна реформа.....	4
2.2. Други проблеми във връзка с адекватността	8
3. Оценка на случай за механизъм за заплащане на капацитета	12
Част II: АНАЛИЗ НА НЕОБХОДИМИТЕ ПАЗАРНИ РЕФОРМИ.....	14
1. Изисквания на Регламент 2019/943	14
2. Български пазар на електроенергия.....	16
2.1. Ограничаване на ролята на регулираните цени на дребно и улесняване активното участие на потребителите в пазара на едро за електроенергия.....	17
2.2. Изкривяване на търсенето и предлагането на пазара на едро	25
2.3. Балансиращ пазар и пазар на резерви.....	27
2.4. Цени за дисбаланс	31
2.5. Пазар за ден напред/Борсата БНЕБ.....	34
2.6. Пазари в рамките на деня.....	35
2.7. Ликвидност на форуърдния пазар.....	37
2.8. Проблеми с претоварването на мрежата	37
2.9. Междусистемен капацитет и трансгранична търговия.....	39
2.10. Оптимизация на потреблението, съхранение, собствено производство на енергия и енергийна ефективност.....	41
Част III: ПЛАН ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА НЕОБХОДИМИТЕ ПАЗАРНИ РЕФОРМИ И ГРАФИК ЗА ПРИЕМАНЕТО ИМ	43

Увод

В съответствие с член 20, ал. 3 от Регламент 2019/943 („Регламента“), Държавите членки с установени опасения за адекватността на ресурсите разработват и публикуват план за изпълнение с график за приемане на мерки за премахване на установените регулаторни отклонения или прояви на неефективност на пазара, като част от процедурата за държавна помощ.

При разработването на плана, Държавите членки вземат предвид заложените в ал. 3 на Регламента принципи и обмислят прилагането на следните мерки:

- (а) премахване на регулаторните отклонения;*
- (б) премахване на пределните цени в съответствие с член 10;*
- (в) въвеждане на функция за ценообразуване в условията на недостиг на балансираща енергия, както е посочено в член 44, параграф 3 от Регламент (ЕО) № 2017/2195;*
- (г) увеличаване на междусистемния капацитет и на вътрешния мрежови капацитет с оглед на постигането най-малко на техните цели за междусистемна свързаност, както е посочено в член 4, буква г), подточка 1 от Регламент (ЕС) № 2018/1999;*
- (д) предоставяне на възможност за собствено производство, съхраняване на енергия, мерки от страна на търсенето и енергийна ефективност чрез приемане на мерки за премахване на всякакви установени регулаторни отклонения;*
- (е) осигуряване на разходоефективно и основано на пазарни принципи възлагане на балансиращи и спомагателни услуги;*
- (ж) премахване на регулираните цени, когато това се изисква от член 5 от Директива (ЕС) 2019/944.*

Планове за изпълнение се представят на Комисията. В срок от четири месеца след получаването на плана за изпълнение, Комисията изготвя становище относно това дали мерките са достатъчни за премахване на регулаторните отклонения или проявите на неефективност на пазара и може да прикани Държавите членки да изменят своите планове за изпълнение по съответния начин.

Съответните държави членки наблюдават прилагането на своите планове за изпълнение, публикуват резултатите от наблюдението в годишен доклад и представят този доклад на Комисията. Комисията изготвя становище дали планове за изпълнение са били осъществени в достатъчна степен и дали са били отстранени опасенията относно адекватността на ресурсите.

Настоящият план за изпълнение е изготвен за пазара на електроенергия в България и има следната структура:

- **Част I:** Анализ на регулаторните и пазарни недостатъци, свързани с функционирането на пазара в България;
- **Част II:** Анализ на необходимите пазарни реформи;
- **Част III:** План за изпълнение, отразяващ необходимите пазарни реформи и срокове за въвеждането им във връзка с прилагането на механизма за осигуряване на капацитет.

Част I: АНАЛИЗ НА РЕГУЛАТОРНИТЕ И ПАЗАРНИ НЕДОСТАТЪЦИ, СВЪРЗАНИ С ФУНКЦИОНИРАНЕТО НА ПАЗАРА В БЪЛГАРИЯ

Настоящата част е изготвена от Frontier Economics и описва различни пазарни недостатъци, които има вероятност да попречат на ефективното функциониране на пазара на електроенергия в България и на привличането на инвестиции в него. Набелязани са редица пазарни реформи, които могат да бъдат приложени за решаването на проблеми типични за всички енергийни пазари, както и на тези специфични за ситуацията в България. Освен традиционно цитираните недостатъци на пазара (надеждността като обществено благо и „липсващите пари“), ключовият проблем в България е свързан с излагането на инвеститорите на риск във връзка с политиките. По-конкретно, възвращаемостта на капиталовите инвестиции в дългосрочни проекти ще зависи от степента на въздействие на политиките по отношение на екологичните ограничения и регионалната солидарност.

Този раздел е структуриран по следния начин:

- Описание на изискванията на ЕС и демонстриране на необходимостта от МЗК¹;
- Определяне на регулаторните пречки и пазарните недостатъци във връзка с адекватността, и преценяване до каква степен те могат да бъдат решени чрез пазарна реформа; и
- Оценка на случая за въвеждане на МЗК в България, на базата на оставащите пазарни недостатъци.

1. Законодателство

Първата стъпка за обосноваване на необходимостта от МЗК е откриването на проблем с адекватността. Това обаче е необходима, но не и достатъчна стъпка². Както Насоките относно държавната помощ за околна среда и енергетика 2014³, така и Регламент 2019/943⁴ определят, че Механизъм за заплащане на капацитета (МЗК) може да бъде въведен само ако:

- могат да бъдат установени пазарни или регулаторни недостатъци, в резултат на които би могло да се очаква пазарът да предлага недостатъчен капацитет; и
- тези пазарни недостатъци не могат да бъдат отстранени по друг начин освен чрез пазарни реформи, т.е. механизмите за заплащане на капацитета трябва да бъдат въведени само временно, до отстраняване на “остатъчните” пазарни недостатъци.

Това е в съответствие с практиката на Комисията в областта на държавните помощи, като заключенията от секторното проучване на Комисията относно държавната помощ при МЗК съдържа подобна формулировка:

“Държави членки, които предлагат механизми за осигуряване на капацитет, следва да

¹ Механизъм за заплащане на капацитета (Capacity Remuneration Mechanism, CRM)

² Член 21(4) ЕС 2019/943

³ Насоки относно държавната помощ за околна среда и енергетика 2014(EEAG 2014), параграф 223.

⁴ Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019г. Относно относно вътрешния пазар на електроенергия, ОВ, бр. 158, 14.06.2019г., стр. 54–124.

положат съответните усилия за решаване на проблемите си с адекватността на ресурсите чрез пазарни реформи. С други думи, никой механизъм за осигуряване на капацитет не трябва да е заместител на пазарните реформи.”⁵

Регламентът определя също, че за държавите членки следва да има изискване да приемат мерки за премахване на всички установени отклонения и да изготвят график за изпълнението им (“План за изпълнение”). Държавите членки не могат да въведат МЗК преди Комисията да е изразила становище по техните Планове за изпълнение.⁶

2. Регулаторни и пазарни недостатъци в България

Извършеният преглед на българския пазар установи:

- потенциални пазарни недостатъци и регулаторни пречки, несъвместими с изискванията на Регламент 2019/943, които следователно трябва да бъдат отстранени чрез пазарна реформа и включени в Плана за изпълнение на България; и
- “остатъчни” пазарни недостатъци, които биха останали налице, независимо от прилагането на Плана за изпълнение и които следователно биха аргументирали МЗК.

Всяка от тези категории е разгледана по-подробно в следващия раздел.

2.1. Откриване на пазарните недостатъци, които да бъдат отстранени чрез пазарна реформа

Резултатите от прегледа на модела на българския пазар на електроенергия и сравнението му с изискванията на законодателството на ЕС относно ефикасен енергиен пазар съгласно Регламент 2019/943, могат да бъдат обобщени така:

- ограничаване на ролята на регулираните цени на дребно и улесняване на активното участие на потребителите в енергийния пазар (било то пряко или чрез агрегиране);
- отсъствие на отклонения при “приоритетността” (‘merit order’) на производството (включително прекратяване на продажбите на едро по регулирани цени и гарантиране, че при вземането на решения от участниците на пазара се вземат предвид екологични и други по-широки въздействия);
- доставяне на услуги балансиращи и спомагателни услуги по конкурентен и базиран на пазарни принципи начин, с възможност за участие на всички ресурси, които имат тази техническа възможност, и без ограничения при формирането на цените;
- цени за дисбаланс, отразяващи пределния разход от действията, предприети от системния оператор за справяне в ситуации на енергиен дисбаланс, които включват и функция за ценообразуване в условията на недостиг;
- ликвидни пазари в рамките на деня и ден напред, които са свързани със съседните пазари;
- ликвидни пазари на форуърдни продукти и други продукти за хеджиране;
- ефективни локационни сигнали (т.е. за справяне при евентуални проблеми с претоварване на мрежата);

⁵ Документ от регистъра на комисията COM(2016) 752 окончателен, ‘Доклад на Комисията: Окончателен доклад от секторното проучване на механизмите за осигуряване на капацитет {SWD(2016) 385 final}, стр. 7

⁶ Регламент 2019/943, Член 21(5).

- отсъствие на ограничения за трансгранична търговия с електроенергия и спомагателни услуги, и достатъчна междусистемна преносна способност (включително постигане на целите за междусистемна електроенергийна свързаност съгласно законодателството на ЕС); и
- способност за оптимизиране на потреблението, съхранение и собствено производство на енергия, за ефективно участие и стимулиране на енергийна ефективност.

За всяка от изброените по-горе особености е установено дали в България са необходими реформи за отстраняване на откритите регулаторни пречки.

Фигура 1 по-долу обобщава реформите, които България трябва да приложи, за да гарантира съответствие с Регламент 2019/943. Реформите, които вече са планирани от заинтересованите страни в България, са дадени по-долу. Тези реформи са основата, върху която е разработен Планът за изпълнение на пазарни реформи, представен в Част III.

Фигура 1⁷

Особености на ефективния пазар	Необходими реформи в България
Ограничаване ролята на регулираните цени на дребно	<ul style="list-style-type: none"> ■ Премахване на регулирането на цените на дребно (вече е планирано) ■ Или преминаване към модел на формиране на регулирани цени, които са над себестойност - с надбавка, която позволява да има конкуренция (вече е планирано) ■ Като част от този процес следва да бъде разработен пакет от мерки за стимулиране на конкуренцията и на потребителите по регулирани цени трябва да бъдат предложени интелигентни измервателни уреди без допълнителен предварителен разход ■ Може да бъдат запазени регулираните цени за уязвими и енергийно бедни потребители (за момента не е предвиден такъв подход)
Отсъствие на изкривявания в подредбата (на генерацията)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Правителството възнамерява да прекрати съществуващите договори за изкупуване на електроенергия (ДИЕ) (вече е планирано) ■ Регулираните цени за всички производители трябва да бъдат премахнати поетапно (вече е планирано)
Завършени пазари за балансиране	<ul style="list-style-type: none"> ■ Трябва да се провеждат конкурентни търгове за капацитет за резерви за първично и вторично регулиране, с възможност за участие на всички доставчици, включително оптимизация на потреблението (вече е планирано) ■ Производителите трябва да могат свободно да подават оферти за покупка и продажба за активирана енергия в лв/MWh (включително за капацитет за заменящ резерв) ■ Плащанията за активиране на услуги за предоставяне на резерв трябва да се правят на база най-висока приета офертна цена (“pay-as-cleared”) (вече е въведено)

⁷ Отразени са промените в организацията на пазара за електроенергия, които са направени след изготвянето на анализа

Цени за дисбаланс, които отразяват недостига	<ul style="list-style-type: none"> ■ Трябва да бъде въведена функция за ценообразуване в условията на недостиг ■ България следва да обмисли определянето на цените за дисбаланс да става на пределни нива (въпреки че това не е изрично изискване на законодателството) ■ Правилото за ценообразуване за периодите на нулев/минимален системен дисбаланс трябва да бъде преразгледано (вече е планирано)
Ликвидни пазари в рамките на деня и ден напред	<ul style="list-style-type: none"> ■ Въвеждане на пазарни обединения със съседните пазари за ден напред и в рамките на деня (вече е планирано) ■ Реформи в ценообразуването на дисбаланса и премахване на регулираните цени за производителите (вижте по-горе), които да допринесат за повишаване на ликвидността (вече е планирано)
Ликвидни форуърдни пазари	<ul style="list-style-type: none"> ■ Подобряването на ликвидността в рамките на деня и ден напред, и премахването на регулираните цени (вижте по-горе) трябва в крайна сметка да стимулират подобрене на ликвидността на форуърдните пазари (вече е планирано)

Особености на ефективния пазар

Необходими реформи в България

Локационни сигнали	<ul style="list-style-type: none"> ■ В момента няма структурно претоварване, макар че България може да заяви, че ще следи ситуацията и при необходимост ще предприеме подходящи действия (или чрез инвестиции в мрежов капацитет, или чрез определяне на пазарни зони) ■ Разходът на действията предприети от ЕСО за справяне с претоварването не трябва да се включва в изчислението на цената за дисбаланс
Ефективна трансгранична търговия	<ul style="list-style-type: none"> ■ България планира да постигне целите на ЕС за междусистемна свързаност (вече е приложено) ■ Вноската от 5% от приходите, която се начислява в момента, на местните производители, трябва да бъде премахната
Оптимизация на потреблението, съхранение и самостоятелно производство	<ul style="list-style-type: none"> ■ Трябва да бъде гарантирана технологична неутралност при закупуването на резерви (вижте по-горе - вече е планирано) ■ Рамка, която да позволи участие на агрегирането (вече е планирано), включително агрегиране на оптимизация на потреблението ■ Следва да бъде направен анализ на разходите и ползите от въвеждането на интелигентни измервателни уреди ■ Трябва да бъде обърнато внимание и на други често срещани пречки, включително прекратяване на “двойното данъчно облагане” при съхранение на електроенергия

Източник: Frontier Economics

Премахването на регулираните цени, както на едро, така и на дребно, трябва да е основен елемент на всеки план за реформи.

- На пазара на дребно, България трябва или изцяло да премахне регулираното ценообразуване, или да промени приложимите правила за регулираните цени (съгласно които КЕВР⁸ определя цени на дребно, които покриват разходите) в такива, при които цените на дребно надхвърлят разходите (т.е. действат като “предпазен механизъм” срещу прекомерното повишение на цените), позволявайки да има конкуренция в един диапазон под цената на дребно. За да направи това, България трябва да обяви пакет от мерки за подобряване на конкуренцията на пазара на дребно (които например да улесняват сравнението на цените и да намаляват пречките пред смяната на търговец на дребно). В допълнение, на всички потребители по такива цени на дребно трябва да бъдат предложени интелигентни измервателни уреди без допълнително предвидени разходи.

- Регулираните цени биха могли да останат за уязвимите и енергийно бедните потребители. България обаче първо трябва да дефинира понятията “енергийна бедност” и “уязвимост”, а също и да гарантира, че разходите за предоставянето на регулирани цени (в сравнение с пазарно базираната цена на дребно) се възстановяват по недискриминативен начин (например чрез държавния бюджет или чрез Фонда за сигурност на електроенергийната система (ФСЕС)).

- България трябва поетапно да премахне регулираните цени за производители, а търговците на дребно да купуват от свободния пазар. Постепенно премахване (и съответното увеличаване на покупките на търговците на дребно от пазара) може да е постижимо, макар и да не е ясно доколко законодателството на ЕС позволява преходен период в тази връзка.

Преминаването на производителите от регулирана система към “свободния” пазар следва да подобри конкуренцията и да улесни процеса на отваряне на пазара за резервни услуги.

- България трябваше да въведе търгове за капацитет за първично⁹ и вторично¹⁰ регулиране, които да са достъпни за всички участници, отговарящи на техническите изисквания (включително производители и оптимизацията на потреблението). Такива конкурентни търгове са въведени в края на 2020 г. Цените за резервиране трябва да бъдат определяни така, че размерът им да позволява възможност за конкуренция и навлизане на нови участници (предотвратявайки същевременно прекомерно високите цени).

- За всички услуги за предоставяне на резерв производителите трябва да могат свободно да подават оферти за активиране на енергия в лева / MWh и да могат да предоставят своите оферти по-близо до времето на доставка (за разлика от месец предварително, както е в момента).

- България трябва да премине към определяне на плащанията за активиране на услуги за предоставяне на резерв на база най-висока приета офертна цена (“pay-as-cleared”) (въведено е).

Участието на България в проектите PICASSO, MARI и TERRE също ще подпомогне повишаването на конкуренцията в спомагателните услуги и балансиращите пазари. Тези

⁸ Комисия за енергийно и водно регулиране (българският национален регулаторен орган)

⁹ Резерв за първично регулиране на честотата

¹⁰ Резерв за вторично регулиране на честотата

проекти ще доведат до прилагането на европейски платформи за обмен на балансираща енергия от резерв за вторично регулиране на честотата с автоматично задействане (aРВРЧ), резерв за вторично регулиране на честотата с ръчно задействане (pРВРЧ) и резерв за заместване (повече подробности са дадени в Част II). България очаква, че въвеждането на тези платформи ще включва разпоредби за производителите, така че да участват свободно в спомагателните и балансиращите услуги, както и свободно да определят техните предложения и оферти за активиране на енергия. Нова система в България обаче означава, че няма технически пречки да се позволи свободното определяне на оферти за плащания при активиране, а самите плащания да се определят на база най-висока приета офертна цена (въведено е). Следователно това би могло да се направи преди въвеждането на европейски платформи за балансиране.

Изброените по-горе реформи на пазара на резерви на свой ред ще помогнат за прецизиране на цените за дисбаланс. Въпреки това, допълнителни промени в ценообразуването при дисбаланса биха могли да подобрят по-нататък отразяването на разходите и стимулите, които ще са налични през пиковите периоди. Те могат да бъдат приложени преди въвеждането на европейските платформи, което България очаква да е в края на 2023 г.

- При определяне на цената за дисбаланс, България трябва да обмисли въвеждането на функция за ценообразуване в условията на недостиг, която ще увеличи стимулите, налични в пикови моменти. Това би могло също да помогне за възстановяване на административните разходи на ЕСО и разходите за разполагаемост във връзка с услугите за предоставяне на резерв, като целият останал дефицит или излишък се прехвърли на потребителите (например посредством мрежовите тарифи). Това би довело и до това цените за дисбаланс да се фиксират на стойността на загубите от прекъсване на електроснабдяването в периоди, когато клиентите са принудително прекъснати, за да се управлява енергийния баланс в системата.
- По-общо, въпреки че не е изрично изискване на законодателството, България трябва да помисли за адаптиране на изчисляването на цените си за дисбаланс повече на база пределни цени, с което да се премахне абсолютният таван на цените на едро.
- В периоди, когато ЕСО не прави никакви разходи за регулиране нагоре или надолу, цената на дисбаланса трябва да бъде равна на избегнатите разходи за активиране на балансираща енергия (т.е. най-ниската офертна цена за активиране на балансираща енергия, подадена до ЕСО в съответния период на сетълмент).

Комбинацията от горепосочените реформи вероятно също ще доведе до увеличаване на ликвидността на пазара, първоначално на краткосрочните пазари, а в крайна сметка и при форуърдните продукти.

Законодателството на ЕС изисква също, държавите членки искащи да въведат механизми за заплащане на капацитета, да осигурят възможност за собствено производство, съхранение на енергия, мерки във връзка с търсенето и енергийна ефективност чрез приемане на мерки за премахване на всякакви установени регулаторни отклонения.

- България планира да въведе технологична неутралност при набавянето на услуги за предоставяне на резерв.
- България трябва да изработи методика за разпределяне на дисбалансите от

агрегиране при оптимизация на потреблението.

- България трябва да се ангажира да направи анализ на разходите и приходите, за да идентифицира дали внедряването на интелигентни измервателни уреди ще е икономически ефективно за всички или само за определена група от потребители.
- България трябва да разгледа и други потенциални проблеми, като например потенциалното “двойно данъчно облагане” при съхранение на електроенергия.
- Доколкото липсват доказателства за пречките, които засягат такива участници/технологии в България, България може също да обмисли да стартира набиране на доказателства или консултации по проблемите, пред които са изправени участниците на пазара, и при необходимост да предложи допълнителни мерки за справяне с набелязаните проблеми.

2.2. Други проблеми във връзка с адекватността

Макар пазарните реформи да са задължителни за справяне с недостига на капацитет, те могат да са ефективни само в дългосрочен план или може да не са достатъчни за да се справят изцяло с основните проблеми с адекватността на капацитета.

Ето защо, с ясен план за изпълнение, който е приет от Комисията, очакваме:

- Идентифицираните регулаторни пречки да се запазят в краткосрочен план, като се има предвид колко време ще отнеме на България да предостави своя план за изпълнение, особено имайки предвид сравнително ранния етап на либерализация на пазара.
- Наличие на недостатъци на пазара, което ще ограничи способността на пазара да привлича нови инвестиции.

В този раздел разглеждаме по-подробно онези пазарни недостатъци, които очакваме да продължат да съществуват в България дори след успешното въвеждане на Пазар само за енергия (ПСЕ).

Те включват често срещани пазарни недостатъци, които се отнасят и за България.

- Фактът, че надеждността е обществено благо и потребителите не могат да избират желаното ниво на надеждност, може на свой ред да доведе до недостатъчен капацитет за доставка на пазара.
- Въпреки реформите, способстващи за това цените да отразяват недостига, инвеститорите все още могат да бъдат възпирани от проблема на „липсващите пари“ при формулиране на бизнес проектите си.

В допълнение, инвеститорите са изправени пред редица други неясноти на българския пазар, включително и такива, отнасящи се до политически движени решения по отношение на околната среда и решения за собствено задоволяване от страните в региона. Тези проблеми могат да се изострят поради това, че е трудно да бъдат разбрани последиците от дадена екологична политика на затваряне, предвид естеството на електроцентралите в страната и позиционирането на българския спрямо общия пазар по отношение на международни инвестиции в енергийния сектор.

Тези проблеми са разгледани по-долу.

Надеждността като обществено благо

Този аргумент предполага, че пазарът не успява да осигури оптимални нива на капацитет, тъй като отделните потребители обикновено не могат да изберат желаното ниво на надеждност.

Системният оператор не може избирателно да изключи по-голямата част от по-малките клиенти, а тези клиенти не реагират на промените в цената на едро в реално време (способността за активно управление на потреблението обикновено се ограничава до по-големите промишлени клиенти). Следователно клиентите не са в състояние да изразят колко биха били готови да платят, за да не бъдат изключвани (т.е. тяхната индивидуална стойност на загубите от прекъсване на електроснабдяването) и затова за всички тези потребители трябва да бъде осигурено еднакво ниво на надеждност. В резултат на това подобренията в надеждността са от полза за всички потребители, дори и на тези, които не са платили директно за подобрението.

Тъй като по-голямата част от клиентите не могат да сигнализират за готовността си да плащат за подобряване на надеждността, доставчиците на капацитет не са в състояние да уловят тази стойност от клиентите, за да подкрепят нови инвестиции, т.е. клиентите действително могат да се възползват безплатно от подобрението на надеждността, заплащано от другите. Затова, ако зависи само от пазара, това би довело до по-малък капацитет от този, необходим за постигане на социално оптимално ниво на надеждност, което оправдава намесата.

С течение на времето внедряването на смарт-технологии и цени за време на използване, напр. с помощта на интелигентни измервателни устройства или смарт-телефони, може да позволи на потребителите да реагират на пазарни сигнали в реално време и да адаптират потреблението си в съответствие с тях, т.е. да сигнализират за готовността си да бъдат изключени, така че пазарът да осигури социално оптималното ниво на надеждност.

Тук ще отбележим, че в България няма яснота относно въвеждането на интелигентни измервателни уреди и въвеждането на време на използване на тарифите. За момента България планира да въведе интелигентни измервателни устройства само за индустриалните потребители. Дори предложените в раздел 2.1. реформи да бъдат осъществени, това не гарантира въвеждане на интелигентни измервателни устройства за всички потребители, нито гарантира сроковете за въвеждане или вида на цените, които пазарът може да предложи.

Липсващи пари (missing money)

По принцип, добре организираният пазар само за енергия може да осигури оптимално ниво на инвестиции в нови мощности.

- В повечето времеви периоди на един конкурентен пазар на електроенергия на едро има повече генериращи мощности, отколкото са необходими за подсигуряване на потреблението. При такива условия, конкурентната пазарна цена типично ще отразява краткосрочните пределни разходи на производителя с най-висока цена (“пределната” централа), необходим за балансиране на системата.

- Докато всички производители с по-ниски оперативни разходи от краткосрочните пределни разходи на пределните централи получават „инфрапределен приход“, който допринася за възстановяването на постоянните разходи (включително възвращаемост на първоначалната инвестиция), цените ще трябва да се повишат над това ниво, за да се подкрепят инвестициите в достатъчен капацитет за предотвратяване на недостиг.

- Следователно, в моменти на върхов товар, когато разликата между наличните мощности и потреблението се свива, цените теоретично трябва да надвишават пределните разходи на най-скъпата инсталация в системата, което води до „приход за недостиг“ или „надценка“ (като цените потенциално се доближават до стойността на загубите от прекъсване на електроснабдяването).

- Тези надценки (които се реализират за сравнително малък брой часове) са основен сигнал за инвеститорите в нови мощности и силен стимул за всички централи да бъдат надеждни, така че да са на разположение да произвеждат, когато се появят тези надценки.

Съществуват обаче опасения, че това теоретично описание на функционирането на пазара само за енергия може да не работи на практика. Инвеститорите са изправени пред съществена несигурност при вземането на решения за големи инвестиции на базата на високи, но редки скокове в цените, които могат да бъдат политически повлияни.

Дори инвеститорите да можеха адекватно да предвидят потенциални скокове на цените, те все пак биха имали притеснения от това, че те няма да се повишат достатъчно в пиковите часове поради регулаторна намеса. Например, регулаторите могат погрешно да възприемат големи скокове на цените като доказателство за пазарна злоупотреба и да въведат таван на цените. В резултат на това може да съществуват „липсващи пари“ при различни инвестиции, които в крайна сметка да намалят размера на привличаните инвестиции.

С течение на времето, с осъществяването на разгледаните в Част II реформи трябва отчасти да се разрешат тези проблеми. Освен това, друга полза от тези наложени от изискванията на законодателството на ЕС реформи е, че отделните държави членки имат малка свобода за намеса в ограничаването на цените на едро, което потенциално прави цените за недостиг по-надеждни за инвеститорите. Въпреки това, тези реформи не могат изцяло да елиминират опасенията.

Несигурност произтичаща от политиките

На всеки пазар на електроенергия, нестабилността и несигурността във връзка с пазарните цени пораждаат значителни рискове за инвеститорите. Въпреки това инвеститорите трябва да са готови и способни да поемат и управляват тези рискове, когато пазарите бъдат оставени да работят без политическа намеса.

Инвеститорите са по-неспособни да управляват рискове, свързани с политически прокарани политики, и по-специално тези, свързани с околната среда:

- *Рискове, свързани с политиката за възобновяемите източници:* Стимулът за инвестиции в конвенционални топлинни генериращи мощности се подрива от несигурността във връзка с въвеждането на възобновяеми източници, по-специално вятърни и слънчеви технологии с непостоянно производство, които имат много ниски краткосрочни пределни разходи. При равни други условия, засиленото навлизане на възобновяеми енергийни източници има вероятност да намали рентабилността на нова

топлинна централа за базов товар. Инвеститорите в потенциални нови мощности не са в състояние да хеджират или диверсифицират нещо, което по същество е политически породен риск, което (при равни други условия) ги кара да търсят по-висока възвращаемост преди да инвестират. В крайна сметка, може да разубеди инвеститорите да инвестират изобщо.

■ *Рискове във връзка с технологичното съответствие* - не е сигурно дали централите на лигнитни и черни въглища ще бъдат освободени от ограниченията на референтните документи за най-добри налични техники (BREF) или ще трябва да избират между това да направят допълнителни инвестиции и/или експлоатационни разходи, и да затворят предсрочно. Ако съществуващите централи бъдат освободени от изискванията или направят инвестиции, това ще се отрази на рентабилността на новите ТЕЦ. Повтаряме, че това е политически породен риск, който инвеститорите в потенциални нови мощности не са в състояние да хеджират или диверсифицират.

■ *Рискове, свързани с цялостната политиката по околна среда:* В допълнение, могат да се очакват и други екологични ограничения. В контекста на приоритетите на председателя Фон дер Лайен за мандата на новата Европейска комисия, които включват повишаване на целите за намаляване на емисиите в Европа до 2030 г. от 40% на 50%, те могат да включват:

- вероятност за съществено увеличение на цената на въглерода; и
- вероятност за налагане на ограничения или планирано поетапно спиране на въглищни централи.

Този допълнителен риск от политическо естество също ще се отрази на нагласите на инвеститорите по отношение на нови централи, във връзка както с вероятността от затваряне на съществуващи, така и с очаквания полезен живот на нови ТЕЦ без ограничения. Определено ще бъде по-трудно да се насърчава навлизането на нови инвеститори, ако е налице схващането, че полезният живот на активите може да намалява все повече.

Политически обусловените рискове за инвеститорите в нови производствени мощности не се ограничават до околната среда и политиките за климата. Предвид взаимосвързания характер на българския пазар, инвеститорите в мощности в България ще бъдат притеснени и относно ефективната работа на пазарите в по-широк регионален план. Въпреки че българското правителство може да има опасения относно сигурността, с която може да се разчита на вноса от съседките си извън ЕС, това не означава, че инвеститорите в потенциални нови мощности в България: (а) ще бъдат на същото мнение, или (б) ще бъдат достатъчно сигурни във връзка с този политически породен риск и последиците от него под формата на скокове на цените в периоди на недостиг, така че да са готови да се ангажират с големи дълготрайни инвестиции.

Естеството на българските производствени мощности може да засили несигурността

Както бе споменато по-горе, несигурността от въздействието на политиките по околна среда може да остави у инвеститорите впечатление за рискове, което би им попречило да инвестират в нови мощности. Това усещане за риск може да бъде подсилено от естеството на производствените мощности в България.

В оценката на адекватността установяваме, че имайки предвид настоящите мощности, се

очаква повечето топлоцентрали да работят на загуба сега и в бъдеще, поради което бихме очаквали определени производители в целия регион да затворят по икономически причини. Отбелязваме обаче, че в България участниците на пазара трудно могат да формират последователно мнение, оценявайки кои са най-нерентабилните централи и следователно кои от тях трябва да бъдат закрити първо.

Основните причини за тази несигурност се коренят в структурата на разходите на топлинните мощности в България:

- Трите големи централи на лигнитни въглища (МИ 1, МИ2 и МИ3) заедно съставляват близо 70% от топлинния капацитет в България. Тези централи са сравнително подобни и използват едно и също гориво (лигнитни въглища от Източно-маришкия басейн). В резултат на това разходите им са много сходни.
- Тъй като МИ1 и МИ3 в момента имат действащи договори за изкупуване на електроенергията, не можем да използваме пазарните им резултати като насока за основните икономически показатели на тези централи. Предстоящото прекратяване на тези договори предизвиква допълнителна несигурност за бъдещите пазарни условия.
- Дори при наличие на подробна информация за тези централи е трудно да се направи оценка на икономическия ред, в който те ще затворят. За инвеститорите в централи, за които са налични само изискуемите по закон счетоводни отчети (от които не е възможно да бъдат получени толкова подробни цифри, колкото тези, предоставени от дружествата), несигурността е още по-голяма.
- Тази несигурност относно присъщите икономически параметри на централите се подсилва от няколко фактора. Първо, въглищните централи се състоят от различен брой отделни блокове и всеки от тях може да има различни променливи разходи (в зависимост от своя КПД и другите променливи разходи за експлоатация и поддръжка). Освен това не е ясно, до каква степен бъдещите постоянни експлоатационни разходи могат да бъдат избегнати чрез частично затваряне на дадени централи. Съществува и несигурност във връзка с бъдещите разходи за гориво на тези централи (и на други, които използват въглища от същите мини).¹¹ Има редица възможности за формирането на цените на лигнитните въглища в бъдеще, като една от тях е мините да прилагат различни цени за различните централи, обслужвани от различни сектори на мината, тъй като пределните разходи на всеки сектор са различни.
- За участниците на пазара е още по-трудно да оценят тази ситуация, тъй като някои централи имат по-голям КПД, но и по-висока фиксирана цена. Например, въпреки че МИ1 е най-модерната централа на лигнитни въглища в комплекс Марица, постоянните ѝ разходи остават доста по-високи от тези на по-старите ѝ съседи. Тази ситуация се усложнява и от колебанията в цените на въглеродните емисии.

Тази несигурност не само затруднява собствениците на съществуващите централи да вземат ефективни решения за закриването им, което може да доведе до некоординирано

¹¹ В момента действат набор от Договори за доставка на лигнитни въглища, които гарантират снабдяването на централите в България на фиксирана цена. След прекратяването на договорите за изкупуване на електроенергията, ще изтекат и тези договори и не е ясно, каква ще е цената на лигнитните въглища в бъдеще.

прекомерно закриване, но също така затруднява новите инвеститори да определят момента, в който ще са необходими нови мощности. Това се добавя към рисковете, породени от регулациите по отношение на околната среда, и следователно може допълнително да намали желанието на инвеститорите да разработват проекти.

Привлекателността на България за чуждестранни инвеститори

Инвеститорите са изправени пред избор къде да инвестират. Не само в енергетиката, но и във всички сектори на промишлеността България е в конкуренция за инвестиции с други европейски и световни икономики. Когато правят избор, инвеститорите оценяват рисковете и предимствата на всяка локация.

По отношение на сектор енергетика, пазарът на едро в България все още е в сравнително ранен етап на либерализация, като вече се прилагат или са планирани съществени реформи. Редица регулации предстои да бъдат установени във връзка организацията на нововъзникващия пазар. Освен това не е налична историческа информация за напълно либерализирани цени, която да помогне на участниците при вземането на решения. В енергийните сектори в други държави процесът на либерализация до голяма степен е приключил преди известно време и регулаторните механизми и практики вече са установени.

Това увеличава съществуващия риск около политическата несигурност, която може да доведе до това пазарът само за енергия да не привлече подходящо ниво на инвестиции.

3. Оценка на случая с механизъм за заплащане на капацитета

Установени са различни пазарни недостатъци, които има вероятност да попречат на ефективното функциониране на българския пазар на електроенергия. Някои от тях могат да бъдат решени чрез дадени пазарни реформи и са разгледани по-подробно в раздел 2.1. Дори след реформите, някои недостатъци на пазара могат да се запазят. Те включват проблеми, типични за всички енергийни пазари, както и такива специфични за България.

Също така, набелязани са съществени опасения, свързани с адекватността на капацитета в България поради закриването на ТЕЦ-ове и факта, че при оценката на адекватността България счита, че има допълнителни рискове от това, да се разчита на внос от съседите, извън ЕС, държави. Оценката на адекватността на капацитета е идентифицирала необходимост, на основата на надеждни сценарии, пазарът да предложи нови мощности за замяна на съществуващите топлинни мощности.

Установените пазарни недостатъци поставят под съмнение способността на пазара само на енергия да осигури необходимите инвестиции, дори след въвеждане на предложените реформи. Освен традиционно цитираните недостатъци на пазара (надеждността като обществено благо и липсващите пари), ключовият проблем в България е свързан с това че инвеститорите са изложени на риск от политики по отношение, както на екологични ограничения, така и на регионална солидарност. Възвращаемостта на капиталовите инвестиции в дългосрочни проекти ще зависи от степента на въздействие на политиките по отношение на екологичните ограничения и регионалната солидарност. Инвеститорите поемат и риска проектите им да имат ограничен живот, в резултат на политиките по околна среда.

Следователно, не е много надеждно да очакваме инвеститорите да вземат инвестиционни решения в такава среда, тъй като вероятно те ще изчакат въвеждането на регулации.

Има вероятност този основен риск от политиките да бъде съпроводен от други специфични особености на българския енергиен сектор, а именно:

- Трудност да бъдат разбрани последиците от всяка политика за опазване на околната среда за закриване, като се има предвид естеството на енергийните активи в страната; и
- позиционирането на българския пазар, който има сравнително кратка история на либерализация на пазара на едро в цялостния пазар на международни инвестиции в енергийния сектор.

В резултат на това констатациите от оценката на адекватността, заедно с установените пазарни недостатъци, дават основание за въвеждане на механизъм за заплащане на капацитета (във връзка с по-широки пазарни реформи, заложиени в плана за изпълнение).

Част II: АНАЛИЗ НА НЕОБХОДИМИТЕ ПАЗАРНИ РЕФОРМИ

Тази част е изготвена от Frontier Economics и включва анализ на възможните пазарни реформи. Отразени са промени в организацията на пазара за електроенергия, които са направени след изготвянето на анализа.

Анализът на необходимите реформи съдържа:

- описание на основните характеристики на ефективен пазар на електроенергия, в съответствие с изискванията на Регламент 2019/943;
- анализ на степента, в която българският пазар на електроенергия в момента отговаря или се очаква да отговаря на изискванията на Регламент 2019/943; и
- възможни допълнителни реформи, които могат да бъдат приложени за отстраняване на всякакви пропуски.

1. Изисквания на Регламент 2019/943

Член 20, параграф 3 от Регламент 2019/943 определя списък с въпроси, които държавите-членки трябва да решат при въвеждането на механизъм за заплащане за капацитет.

- (а) Премахване на регулаторните отклонения;
- (б) Премахване на пределните цени в съответствие с член 10;
- (в) Въвеждане на функция за ценообразуване в условията на недостиг на балансираща енергия, както е посочено в член 44, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 2017/2195;
- (г) Увеличаване на междусистемния капацитет и на вътрешния мрежови капацитет, с оглед на постигането най-малко на техните цели за междусистемна свързаност, както е посочено в член 4, буква г), подточка 1 от Регламент (ЕС) № 2018/1999;
- (д) Предоставяне на възможност за собствено производство, съхраняване на енергия, мерки от страна на търсенето и енергийна ефективност чрез приемане на мерки за премахване на всякакви установени регулаторни отклонения;
- (е) Осигуряване на разходоефективно и основано на пазарни принципи възлагане на балансиращи и спомагателни услуги; и
- (ж) Премахване на регулираните цени, когато това се изисква от член 5 от Директива (ЕС) 2019/944.

Следователно са взети предвид също и „17-те принципа, отнасящи се за функционирането на пазарите на електроенергия“, изброени в Член 3 на Регламент 2019/943:

- (а) Цените се формират въз основа на търсенето и предлагането;
- (б) Правилата за пазара насърчават свободното ценообразуване и избягват действия, които пречат за формирането на цените въз основа на търсенето и предлагането;
- (в) Правилата за пазара улесняват развитието на по-гъвкаво производство, устойчиво производство с ниски въглеродни емисии и по-гъвкаво търсене;
- (г) Клиентите получават възможност да се възползват от пазарните възможности и

от увеличената конкуренция на пазарите на дребно и получават право да действат като участници на енергийния пазар и в енергийния преход;

- (д) крайните клиенти и малките предприятия получават възможност да участват на пазара чрез агрегиране на производството от множество съоръжения за производство на електроенергия или на електроснабдяването от множество съоръжения за оптимизация на потреблението, за да подават съвместни предложения на пазара на електроенергия и да бъдат съвместно обслужвани в електроенергийната система в съответствие с правото на Съюза в областта на конкуренцията;
- (е) Правилата за пазара дават възможност за декарбонизацията на електроенергийната система, а оттам и на икономиката, например като дават възможност за интеграцията на електроенергията от възобновяеми енергийни източници и като предоставят стимули за енергийната ефективност;
- (ж) Правилата за пазара осигуряват подходящи стимули за инвестиране в производството, и по-специално за дългосрочни инвестиции за декарбонизирана и устойчива електроенергийна система, съхраняване на енергия, енергийна ефективност, оптимизация на потреблението, за да се отговори на нуждите на пазара и да се способства лоялната конкуренция като по този начин се гарантира сигурност на доставките;
- (з) Премахват се постепенно пречките за трансграничните електроенергийни потоци между пазарни зони или държави членки и за трансграничните сделки на пазарите на електроенергия и свързаните пазари на услуги;
- (и) В правилата за пазара се предвижда регионално сътрудничество, когато е ефективно;
- (й) На пазара се осигурява равноправно участие на безопасното и устойчиво производство, съхраняването на енергия и оптимизация на потреблението съгласно изискванията, предвидени в правото на Съюза;
- (к) Всички производители отговарят пряко или косвено за продажбата на произведената от тях електроенергия;
- (л) Правилата за пазара дават възможност за разработване на демонстрационни проекти в областта на устойчивите, сигурни и нисковъглеродни енергийни източници, технологии или системи, които трябва да бъдат осъществявани и използвани в полза на обществото;
- (м) Правилата за пазара дават възможност за ефикасно диспечерско управление на генериращите мощности, на съхраняването на енергия и на оптимизацията на потреблението;
- (н) Правилата за пазара дават възможност за влизането на него и напускането му от предприятия за производство на електроенергия, съхраняване на енергия и доставки на електроенергия въз основа на оценка от страна на тези предприятия на икономическата и финансовата жизнеспособност на дейността им;
- (о) За да се даде възможност на участниците на пазара да бъдат защитени срещу рисковете от нестабилност на цените на пазарна основа и да смекчават несигурността относно бъдещата възвръщаемост на инвестициите, дългосрочните

продукти за хеджиране са търгуеми на борсите по прозрачен начин, а дългосрочни договори за доставка на електроенергия е възможно да се договарят извънборсово, при спазване на правото на Съюза в областта на конкуренцията;

(п) Правилата за пазара улесняват търговията с продукти в рамките на целия Съюз, а при регулаторните промени се взема предвид въздействието както върху краткосрочните, така и върху дългосрочните форуърдни и фючърсни пазари и продукти;

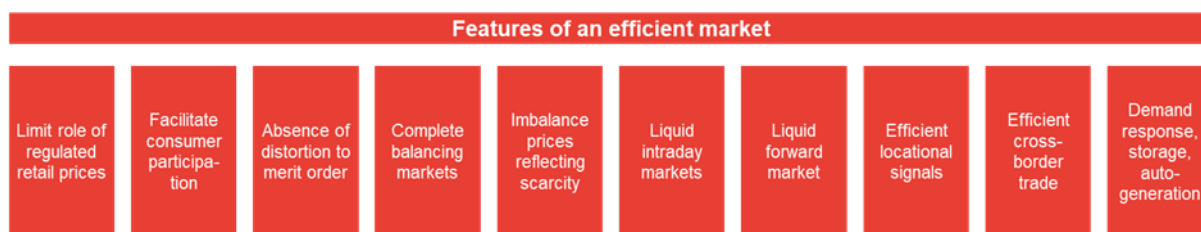
(р) Участниците на пазара имат право да получат достъп до преносните и разпределителните мрежи при обективни, прозрачни и недискриминационни условия.

На базата на Член 3 и Член 20, параграф 3 от Регламент 2019/943, основните характеристики на ефективния пазар, съгласно Регламент 2019/943, са обобщени така:

- ограничаване на ролята на регулираните цени на дребно и улесняване на активното участие на потребителите в енергийния пазар (било то пряко или чрез агрегиране);
- отсъствие на отклонения при “приоритетността” (“merit order”) на производството (включително прекратяване на продажбите на едро по регулирани цени и гарантиране, че при вземането на решения участниците в пазара вземат предвид ефекта на околната среда и други по-широки въздействия);
- доставяне на услуги по балансиране и спомагателни услуги по конкурентен и базиран на пазарни принципи начин, с възможност за участие на всички ресурси, които имат тази техническа възможност, и без ограничения при формирането на цените;
- цени за дисбаланс, отразяващи пределната цена на действията, предприети от системния оператор за справяне в ситуации на енергиен дисбаланс, които включват и функция за ценообразуване в условията на недостиг;
- ликвидни пазари в рамките на деня и за ден напред, които са свързани със съседните пазари;
- ликвиден пазар на форуърдни продукти и други продукти за хеджиране;
- ефективни локационни сигнали (т.е. за справяне при евентуални проблеми с претоварване на мрежата);
- отсъствие на ограничения за трансгранична търговия с електроенергия и спомагателни услуги и достатъчна междусистемна преносна способност (включително постигане на целите за междусистемна електроенергийна свързаност съгласно законодателството на ЕС); и
- способност за оптимизиране на потреблението, съхранение и собствено производство на енергия, за ефективно участие и стимулиране на енергийна ефективност.

Това е обобщено във Фигура 2 по-долу.

Фигура 2 Основни характеристики на ефективния пазар на електроенергия



Източник: Frontier Economics

В идеалния случай ефективният пазар също така би:

- имал ефикасни инструменти за предотвратяване на пазарни злоупотреби (с власт); и
- бил подкрепен от силни и независими регулаторни и управленски институции с доказана рационална, премерена и прозрачна преценка.

Тези допълнителни критерии обаче не се изискват изрично от Регламент 2019/943. Поради това те не са разгледани в настоящия документ.

2. Българският електроенергиен пазар

За всяка характеристика на ефективния пазар, изброена по-горе, от своя страна по-долу посочваме:

- Разбирането на Frontier Economics за това как работи българският пазар;
- Областите, които може да са в съответствие с Регламент (ЕС) 2019/943; и
- Възможностите за България да разреши тези проблеми.

Член 20, параграф 3 на Регламент 2019/943 изисква също така планът за изпълнение на пазарните реформи да съдържа ясни срокове за изпълнение на предвидените пазарни реформи. В част III са посочени сроковете за изпълнение на планираните пазарни реформи.

2.1. Ограничаване на ролята на регулираните цени на дребно и спомагане активното участие на потребителите в пазара на електроенергия на едро

Функциониране на българския пазар

В този раздел консултантът:

- Посочва видовете доставчици на дребно;
- Определя размера на регулирания сегмент в България;
- Описва как се определят регулираните цени на дребно; и
- Обобщава скорошните и бъдещите планирани изменения на функционирането на пазара на дребно в България.

Видове доставчици на дребно

На българския пазар на електроенергия на дребно оперират три вида доставчици на дребно:

- **Доставчик на свободен пазар:** търговец, който доставя електроенергия на битови и не-битови клиенти на цени, базирани на търсенето и предлагането.
- **Краен снабдител на електроенергия:** доставя електроенергия на обекти на битови потребители, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение по регулирани цени, определени от КЕВР. Крайните снабдители закупуват електроенергия за своите доставки от НЕК, който понякога се нарича "обществен доставчик". НЕК, от своя страна, в ролята си на обществен доставчик, купува електрическа енергия от производители съгласно дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия или по цени, определени от КЕВР (виж следващия раздел). Крайните снабдители са регионални монополи, лицензирани от КЕВР.
- **Доставчик от последна инстанция (ДПИ):** доставчик, който гарантира предоставянето на универсална услуга като последна инстанция в съответствие с лицензия, получена от КЕВР. Той има задължението да доставя електроенергия на клиенти, които са присъединени към разпределителната мрежа и не са избрали доставчик на свободен пазар или когато доставчикът на свободен пазар, който са избрали, не осигури доставката. Окончателните продажни цени на ДПИ се определят от КЕВР.

Размер на регулирания сегмент

Както показва таблицата по-долу, дялът на регулираните клиенти е около половината от потреблението на електроенергия в България до края на 2018 г.

Фигура 3 Размер на регулираните и нерегулирани сегменти на енергийния пазар на дребно в България

	2015	2016	2017	2018
Пазар със свободно договорени цени (TWh)	13,2	15,2	16,7	16,5
Регулиран пазар (крайни снабдители и ДПИ) (TWh)	16,2	14,9	14,2	14,5
Общо (TWh)	29,4	30,0	31,0	31,0
Дял от крайното потребление на пазара по свободно договорени цени	45%	51%	54%	53%
Дял от крайното потребление на регулирания пазар (крайни снабдители и ДПИ)	55%	49%	46%	47%

Източник: ЕСО

Според доклада на КЕВР за 2017 г. до Европейската комисия, броят на независимите доставчици, излизащи от пазара¹², може да допринесе за усещането за нестабилност в нерегулираната част на пазара на дребно. В резултат на това, клиентите от регулирания пазар може да не преминат към свободния пазар, а някои клиенти може дори да се върнат от свободния към регулирания пазар (или поради активни решения за връщане¹³ или поради това, че клиенти на свободния пазар са връщани към доставчика от последна инстанция, тъй като техният доставчик не изпълнява функцията си). Тази възможност беше отразена с увеличение на дяла на свободния пазар в крайното потребление на електроенергия между март и септември 2017 г. до 60%, последвано от намаление до 50% през декември 2017 г.¹⁴

До 01.10.2020 г. повечето потребители на регулирания пазар са домакинства и бизнес потребители, както е посочено по-долу. Поради законодателни промени, които влезнаха в сила в средата на 2020 г., след тази дата единствено домакинствата имат възможност да купуват електрическа енергия по регулирани цени.

Фигура 4 Процент на потребителите на регулирания пазар, по вид потребители

	2016	2017	2018
Домакинства	99,9%	99,5%	99%
Бизнес потребители	83%	78%	76%
Промислени ползватели	0%	0%	0%

Източник: КЕВР

Методика за определяне на регулирани цени на дребно

Регулираните цени се определят от регулатора, КЕВР, и се изчисляват по методика, определена съгласно Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електроенергията (НРЦЕ). Цените за потребителите на регулирания пазар се състоят от следните компоненти:

- Цената, по която се купува енергия от обществения доставчик, НЕК;
- Тарифи за преносната мрежа;
- Тарифи за разпределителната мрежа;
- Таксата за задължение към обществото, която допринася за възстановяване на разходите за подпомагане на ВЕИ и комбинирано производство, както и разходите, претърпени от НЕК при закупуване на енергия по регулирани цени, надвишаващи цената, по която продава на крайните доставчици; и

¹² През 2017 г. петима нови доставчици навлязоха на пазарите за битови потребители, а други пет напуснаха пазара. Шест доставчици навлязоха на пазара на не-битови потребители, а 11 напуснаха пазара.

¹³ Съгласно уеб сайта на Асоциацията на търговците на електроенергия в България, потребителите на мрежа ниско напрежение имат свободен избор между пазарните и регулираните тарифи (<https://ateb.bg/en/%D0%BF%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%80/>).

¹⁴ Годишен доклад на КЕВР България за Европейската комисия юли 2018 г., стр. 33 ff.

- Разумна печалба за крайния снабдител.

Потребителите на регулиран и свободен пазар заплащат едни и същи мрежови тарифи и имат една и съща такса за задължение към обществото. Следователно разликите между регулираните тарифи и тарифите на свободния пазар на дребно ще зависят от:

- Разликата между цената, по която се купува енергия от НЕК от крайните снабдители, и цената на едро за доставчиците на свободния пазар; и
- Разлики в разрешената печалба за крайните снабдители в сравнение с необходимите печалби за доставчиците на свободния пазар.

Що се отнася до печалбите, разрешената печалба за крайните снабдители се равнява на приблизително 2% от приходите. Няма информация за маржовете на печалба на доставчиците на свободен пазар.

Цената, по която крайните снабдители купуват енергията си от НЕК, е в известна степен подобна на пазарната цена на произведеното количество на въпросната централа, тъй като е свързана с „цената на базовия товар”, прогнозирана от КЕВР¹⁵. Въпреки това, КЕВР прави някои корекции на цените за крайните снабдители, в зависимост от централата и цената, която НЕК заплаща за производството на централата:

- Производството на централи, които доставят на НЕК енергия по цена под цената за базов товар на КЕВР (като АЕЦ „Козлодуй“), се таксува на крайните снабдители по цената, заплатена от НЕК.
- Производството от ВЕИ и комбинирано производство се таксува на крайните снабдители по цена, която отразява факта, че техният профил на производство не е базов и следователно, ако бяха продали производството си на свободния пазар, нямаше да постигнат цената на базовия товар. Производството им се таксува на крайните снабдители по цена, равна на прогнозираната цена на базов товар на КЕВР, плюс корекция, отразяваща разликата между средната (базов товар) цена през предходната година и средната цена, която те биха получили на пазара ден напред през предходната година.
- През 2018 г. производството на МИ1 и МИ3 бе начислено на крайните снабдители по прогнозната цена на базов товар на КЕВР. Въпреки това през 2019 г. тяхното производство бе начислено на крайните снабдители по цена по-висока от прогнозната цена на базовия товар. Тази корекция имаше за цел да отрази, че ако бяха продали производството си през 2018 г. на свободния пазар, те щяха да постигнат цена, по-висока от цената на базовия товар (т.е. подобна корекция, също е извършена за ВЕИ и комбинирано производство).

Въпреки че цената, платена от крайните снабдители за енергия, може в някои отношения да се счита за отразяваща пазарната цена на енергията, има някои важни разлики:

- На практика разходите на търговците на дребно биха се основавали на комбинация от форуърдни покупки и покупки на спот пазара, за да покрият неочаквани

¹⁵ Прогнозната цена за базов товар се изчислява от КЕВР на базата на анализ на форуърдните сделки на националната и регионалните енергийни борси.

промени в потреблението на клиенти. Разходите за крайните снабдители по подобен начин ще се базират на форуърдни цени, но също ще зависят (предвид корекциите, прилагани от КЕВР по отношение на централите МИ1, МИ3 и ВЕИ и комбинирано производство) от историческите (за разлика от настоящите) спот цени. Тези времеви разлики очевидно ще доведат до разлики в разходите, макар и да не са систематични разлики.

Таблица 5 по-долу показва регулираните цени на електроенергията между 2016 и 2019 г.

Фигура 5 Цени на електроенергията за регулирания пазар в BGN/kWh, за клиенти, присъединени към мрежата ниско напрежение

	2016	2017	2018	2019
Небитови				
Три скали, включително				
Върхова	0,1000	0,1002	0,1028	0,1046
Дневна	0,0640	0,0642	0,0659	0,0671
Нощна	0,0411	0,0399	0,0409	0,0445
Две скали, включително				
Дневна	0,0899	0,0807	0,0821	0,0849
Нощна	0,0437	0,0399	0,0409	0,0445
Една скала	0,0803	0,0807	0,0821	0,0849
Домакинства				
Две скали, включително				
Дневна	0,0735	0,0750	0,0755	0,0769
Нощна	0,0320	0,0324	0,0321	0,0323
Една скала	0,0735	0,0750	0,0755	0,0769

Източник: Данни, предоставени от КЕВР

Бележка:

Върхова = 8:00 – 11:00 ; 18:00 – 21:00.

Дневна = 6:00 – 8:00; 11:00 – 18:00; 21:00 – 22:00; Когато са приложими само дневни/нощни тарифи, Дневна = 06:00 – 22:00

Нощна = 22:00 – 6:00

Не е включено сравнение между цените на електроенергията на регулиран и свободен пазар до голяма степен, защото това не е смислено сравнение за индустриалните клиенти (тъй като всички са на тарифи за свободен пазар) или битовите потребители (тъй като по-голямата част от тях са на регулирани тарифи). Сравнението би било възможно само за небитови търговски клиенти, когато значителна част от клиентите са на тарифи за свободен пазар. Понастоящем обаче тези данни не се събират от КЕВР. Освен това има относителна липса на данни за форуърдните цени и информация за типичните стратегии за хеджиране, приети от търговците на свободен пазар. Това превръща в предизвикателство да се изгради база за сравнение на свободен пазар от наличните пазарни данни.

Скорошни изменения и бъдещи планове

България наскоро одобри промени в българския Закон за енергетиката, който понастоящем изисква електроразпределителните дружества да инсталират интелигентни измервателни устройства за индустриални клиенти, ако бъдат поискани.¹⁶

България направи изменения, с които от 01.10.2020 всички небитови потребители са на свободния пазар.

Също така България планира¹⁷:

- адекватна защита на енергийно бедните потребители чрез осигуряване на целеви надбавки за отопление; и
- механизъм за защита на уязвимите потребители, когато стартира процесът на пълна либерализация на цените на електроенергията за крайните потребители, включително домакинствата.

Съответствие с Регламента

Регламент 2019/943 изисква съответствие с член 5 на Директива 2019/944.¹⁸ Той от своя страна изисква:

- Търговците на дребно да могат свободно да определят цените за крайните потребители (с някои изключения);
- Държавите членки да подкрепят уязвимите или енергийно бедните клиенти (и се изисква да дефинират концепциите за уязвими клиенти и енергийна бедност)¹⁹ чрез социална политика или енергийна ефективност. Намесата в определянето на цените (т.е. използването на регулирани цени) е разрешена при условие, че са изпълнени определени условия, включително, че намесата не трябва да води до допълнителни разходи за

¹⁶ https://www.cms-lawnow.com/ealerts/2019/05/changes-to-bulgarian-energy-act?cc_lang=en

¹⁷ Проект на интегриран план за енергетика и климат на Република България, стр. 38

¹⁸ Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския Парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС, ОВ L 158, 14.6.2019 г., стр. 125-199.

¹⁹ Директива 2019/944, член 28, параграф 1 и член 29. Регламент 2018/1999 („Регламент за управление“) също изисква (член 3, параграф 3 и член 24) държавите членки да наблюдават и докладват относно показателите за енергийна бедност. Докладът на Световната банка включва някои показатели за енергийна бедност и уязвимост в България („Енергийният сектор на България: Преход към финансово възстановяване и либерализация на пазара - обобщен доклад“, ноември 2016 г.).

участниците на пазара по дискриминационен начин.²⁰ Разбираме, че позоваването на „недискриминация“ вероятно предполага необходимост да се гарантира, че разходите за осигуряване на регулирани цени са социализирани между потребителите.

Държавите членки могат също така да установят пределни цени на дребно или регулирани цени, докато се създаде конкуренция, макар и отново при спазване на определени условия, включително че всяка такава намеса трябва:

- „да бъде по цена, която е по-висока от себестойността, на ниво, при което може да възникне ефективна ценова конкуренция“ (с други думи, регулираната цена на дребно трябва да предотврати прекомерно високите цени на дребно за отделните потребители, като конкуренцията е основен инструмент за осигуряване на средно по-ниски цени на дребно);
- да не пречи на потребителите да преминат към обусловена от пазара оферта; и
- да се придружава от набор от мерки за постигане на ефективна конкуренция.²¹

В Член 5 на Директива 2019/944 по-нататък се посочва, че на потребителите, обект на регулирани цени, трябва да се предложи да им се инсталират интелигентни измервателни устройства без допълнително предварително заплащане, те трябва да бъдат пряко информирани за възможността за инсталиране на интелигентни измервателни устройства и да им се предостави подходяща помощ да го направят.²²

За българските пазарни договорености е необходимо разрешаването на следните проблеми:

- Все още няма официално определение за енергийно беден или уязвим клиент в България.
- Използването на регулираните цени за потребителите на дребно остава широко разпространено, като не е ограничено до уязвими или енергийно бедни потребители (като се има предвид липсата на официални определения) и няма ясен път за прехода към обусловени от пазара цени на дребно за други групи клиенти.

Варианти за България

В зависимост от това доколко България желае да продължи с намесата си в цените на електроенергията (т.е. регулираните цени) за подпомагане на енергийно бедни или уязвими клиенти, тя ще трябва:

- да дефинира концепциите за уязвими клиенти и енергийна бедност; и
- да определи начина, по който разходите на търговците на дребно за осигуряване на регулирани цени за уязвимите потребители (т.е. разликата между регулираната цена на дребно и пазарната цена на дребно²³) да бъдат посрещнати по недискриминационен

²⁰ Директива 2019/944, членове 5(3) - (5) и членове 58) - (9).

²¹ Директива 2019/944, чл. 5(6)-(9).

²² Регламент (ЕС) 2019/944 на Европейския Парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27 / ЕС (преработен)

²³ Ще бъде необходима мярка за пазарната цена, за да се изчислят разходите на отделните търговци на дребно за обслужване на клиенти по регулирани цени. Мярката не трябва да е специфична за отделните доставчици, за да се избегне злоупотреба. Възможните варианти за мярка включват всяка регулирана тарифа за предотвратяване, която е достъпна за клиенти, които не са енергийно бедни (виж следващите параграфи в този раздел) или (претеглената) средна стойност на всички тарифи за търговия на дребно с променлива ставка, предлагани на пазара.

начин. Опциите за постигане на това могат да включват:

- разпределяне на разходите между всички потребители на енергия, например чрез ФСЕС или мрежови тарифи; или
- покриване на разходите от държавния бюджет.

За други групи потребители (или за всички потребители, ако намерението на България не е да подкрепя енергийно бедни и уязвими потребители изключително чрез други средства), България ще трябва или:

- незабавно да прекрати регулирането на цените, или
- да премине от сегашния режим за регулирани цени, като КЕВР определя тарифи за покриване на разходите, към такъв, при който регулираните тарифи на дребно са определени над разходите (т.е. предпазват от прекомерно високи тарифи, както е посочено по-горе), с оглед улесняване на прехода към по-голямо усвояване на пазарните тарифи на дребно.

Ако използват фиксирани регулирани цени на дребно на преходна база, България ще трябва отделно да уведоми за допълнителни мерки за постигане на „ефективна конкуренция“. Доколкото подробни детайли на потенциалните реформи за подобряване на конкуренцията на пазара на дребно е извън обхвата на сегашните планове, потенциалните мерки включват:

- събиране на данни от КЕВР относно тарифите на свободния пазар, така че крайните регулирани тарифи на дребно могат да бъдат определяни в размер, който насърчава преминаването към тарифи за свободен пазар;
- предоставяне на информация на клиентите (например относно наличната информация за алтернативни тарифи); или
- мерки за намаляване на пречките за смяната на доставчиците, включително улесняване чрез уебсайтове за сравнение на цени или мобилни приложения.

За България има допълнителни съображения, свързани със скоростта на прехода към по-пазарен подход за ценообразуване на дребно:

- Директива 2019/944 изисква потребителите да имат стимул да преминат от “фиксиранат” регулирана тарифа към пазарно ориентирани тарифи. Както бе отбелязано по-горе, това предполага преминаване към система, в която КЕВР ефективно определя само допустимия марж на печалба (като взема предвид очакваните разходи за закупуване на енергия от пазара на едро) на достатъчно високо ниво, за да позволи ефективна конкуренция.
- Световната банка²⁴ предложи вариант за постепенна либерализация на цените на дребно, увеличаване на дяла на допустимите разходи на търговците на дребно, индексирани към пазарните цени на едро и намаляване на съотношението, индексирано към регулираните цени на едро.

²⁴ Световна банка (2016) „Енергийният сектор на България: Преход към финансово възстановяване и либерализация на пазара - обобщен доклад“, ноември 2016 г., стр. 12.

- Въпреки това, по време на преход от типа, предложен от Световната банка, ако регулираните цени на едро се окажат по-ниски от пазарните цени, заложената фиксирана тарифа на дребно на свой ред може да бъде по-ниска от „чисто“ пазарната тарифа на дребно. Клиентите не биха имали стимул да преминат към пазарна тарифа (както изисква Директива 2019/944).

- Не изглежда да има изрична разпоредба в Директива 2019/944 за преходен период от съществуваща система на регулирано ценообразуване към законово съответстваща система на пазарно базирани цени на дребно, съчетана с фиксирани регулирани цени на дребно.

И накрая, България ще опита да гарантира, че на всички потребители по регулирани цени се предлагат безплатно интелигентни измервателни устройства и те следва да бъдат директно информирани за възможността за инсталиране на интелигентни измервателни устройства, като за това им се осигури подходящо съдействие.

През 2020 г. България направи изменения в Закона за енергетиката, които изведоха всички небитови потребители от регулирания пазар и се предвиди задължение за националния регулатор да създаде и поддържа платформа за сравнение на оферти за доставка на електрическа енергия.

2.2. Изкривяване на търсенето и предлагането на пазара на едро

Функциониране на българския пазар

В България някои централи са длъжни да продават по регулирани цени (а не цени, свободно определени на пазара). Те включват:

- Централите МИ1 и МИ3, чието производство е подсигурено с дългосрочни договори за изкупуване на електроенергията, включително договорености от типа „вземаш или плащаш“;
- ВЕИ инсталации и такива за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW;²⁵
- Някои други централи са задължени да продават количества на НЕК по цени, определени от КЕВР, за покриване нуждите на крайните потребители по регулирани цени, които се доставят от НЕК.

Цените и количествата електрическа енергия, които НЕК изкупува от производители от третата категория по-горе, се определят от регулатора, КЕВР. Това е ежегодна процедура и е заложен в Закона за енергетиката. Фондът за сигурност на електроенергийната система (ФСЕС) компенсира НЕК за разликата между разходите за изкупуване и приходите от продажби на крайни снабдителни. ФСЕС от своя страна набира приходи от продажби на квоти за търговия с емисии от ЕС, вноска в размер на 5% от приходите на

²⁵ От 1 юли 2019 г. всички съществуващи производители ВЕИ и комбинирано производство с мощност от 1 MW или по-голяма се изисква да преминат от предишните договорености за цени на доставяната енергия към продажба на производството си си директно на пазара (със заплащане на премии от ФСЕС). От 2015 г. не са предоставени нови субсидии за инсталации за ВЕИ и комбинирано производство, с изключение на покривни слънчеви фотоволтаични инсталации с мощност под 30 kW

местните производители и такса за задължения към обществото.

Определяните от КЕВР обеми се основават на прогнози, предоставени от НЕК относно количествата електроенергия, които ще бъдат необходими за обслужване на регулирания пазар.²⁶

КЕВР избира производителите, с които да сключи договори за доставка на електроенергия за регулирания пазар, въз основа на способността им да произвеждат на цена, която е с не повече от 10% по-висока от прогнозната пазарна цена на базовия товар на КЕВР.

Специфичната за производителя цена на електроенергията се изчислява от КЕВР, въз основа на заплащане, което включва компонент за мощност и компонент за енергия. Те трябва да покриват, съответно, постоянните разходи на всяка централа (включително капиталовите разходи, включващи собствен капитал и дълг, плюс норма на възвращаемост) и променливите разходи. Цената и обемите се изчисляват всяка година в рамките на всеки регулаторен период.

Тази методика не се прилага за производителите с дългосрочни договори за изкупуване МИ1 и МИ3 и количествата енергия и мощност, които НЕК закупува от тях, се определят съгласно условията на съответните им договори.

Ако предоставеното на НЕК количество надвишава търсенето на регулирания пазар, НЕК има право да продава допълнителни количества на свободния пазар и може да избере платформите, чрез които да продава допълнителните количества електроенергия.

Съответствие с Регламента

Членове 3(б), 3(м) и 3(н) от Регламент 2019/943 съответно предвиждат, че:

- правилата за пазара насърчават свободното ценообразуване и избягват действия, които пречат за формирането на цените въз основа на търсенето и предлагането;
- правилата за пазара дават възможност за ефикасно диспечерско управление на генериращите мощности, на съхраняването на енергия и на оптимизацията на потреблението;
- правилата за пазара дават възможност за влизането на него и напускането му от предприятия за производство на електроенергия, съхраняване на енергия и доставки на електроенергия въз основа на оценка от страна на тези предприятия на икономическата и финансовата жизнеспособност на дейността им.

Покупките от НЕК по регулирани цени могат да доведат до изкривяване на пазара на електроенергия, противно на изискванията на тези членове. По-специално покупките на НЕК не са на пазарна основа, а се ръководят от:

²⁶ Ако НЕК има излишък от енергия, може да я продаде на свободния пазар. В случай че НЕК има нужда да закупи допълнителни обеми електроенергия, може да отправи искане до КЕВР или до Министерството на енергетиката, които впоследствие могат да задължат централите да доставят повече електроенергия на НЕК по регулирани цени. Доколкото ни е известно, в момента НЕК няма право да закупува допълнителни количества на пазара на едро.

- задълженията за закупуване на минимални количества (на принципа „вземаш или плащаш“), предвидени в съответните договори за изкупуване на електроенергията с НЕК)²⁷; и
- решенията на КЕВР.

Това повишава риска, че в някои периоди регулираното търсене се удовлетворява чрез покупки от дадено производство, когато на свободния пазар може да са били налични и по-евтини алтернативи (напр. БНЕБ²⁸).

Както в останалата част от ЕС, производителите зависят от схемата на ЕС за търговия с емисии, както и от законодателството за качеството на въздуха (например Директивата за емисиите от промишлеността, включително така наречените „BREF“ ограничения). Приемаме, че тази намеса се разглежда от ЕС като достатъчна, за да гарантира, че няма други изкривявания, породени от въздействията върху околната среда или климата, които са недостатъчно добре решени в пазарния модел.

Варианти за България

България има план за постепенно премахване на регулираните цени за производителите.

Предимствата на по-бързото отваряне на пазара на едро включват:

- то би направило необходимите реформи за балансиращия пазар и пазара за резервни услуги (вижте следващия раздел) по-лесни за изпълнение; и
- то би насърчило ликвидност на свободния пазар, което на свой ред би намалило пречките за навлизане на нови доставчици на свободния пазар.

2.3. Балансиращ пазар и пазар на резерви

Функциониране на българските пазари

В съответствие с Насоките за експлоатация на системата (Регламент 2017/1485)²⁹ и Насоките за електроенергийно балансиране (Регламент 2017/2195)³⁰, ЕСО закупува следните услуги за осигуряване на резерв:

- Резерв за първично регулиране на честотата (РПРЧ). Това обикновено включва оперативни резерви с автоматично задействане за максимум 30 секунди.³¹
- Резерв за вторично регулиране на честотата (РВРЧ). На европейския вътрешен

²⁷ Договорите на МИИ и МИЗ с доставчиците им на лигнитни въглища също са на база “вземаш или плащаш”. Може да се каже, че договорите за доставка на лигнитни въглища на принципа “вземаш или плащаш” също водят до изкривяване на приоритетността (дори без аналогичното задължение на НЕК към МИИ и МИЗ), тъй като централите приемат нулев пределен разход за доставка на лигнитни въглища (за количеството, което се взема или плаща). Ние обаче приемаме, че прекратяването на договорите за изкупуване на електроенергията ще сложи край на задължението за вземане или плащане, така че с прекратяването на договорите този проблем ще отпадне.

²⁸ Българска независима енергийна борса ЕАД (българският НОПЕ)

²⁹ Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия, С/2017/5310, ОВ L 220, 25.8.2017 г., стр. 1-120.

³⁰ Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, С/2017/7774, ОВ L 312, 28.11.2017 г., стр. 6-53.

³¹ ENTSO-E, Насоки за електроенергийно балансиране в Европа, ноември 2018 г.

електроенергиен балансиращ пазар резервът за вторично регулиране на честотата включва оперативни резерви с време на задействане обикновено от 30 секунди до 15 минути. Резервът за вторично регулиране на честотата замества резерва за първично регулиране на честотата ако отклонението на честотата продължава над 30 секунди.³² Резервът за вторично регулиране на честотата може да бъде разделен на:

- Автоматично задействане (аРВРЧ): автоматично задействане от 30 секунди до 15 минути³³;
- Ръчно задействане (рРВРЧ): полуавтоматично или ръчно задействане от максимум 15 минути³⁴.
- Резерв за заместване (РЗ) - бърз третичен резерв. Той включва резерви с полуавтоматично или ръчно задействане от 15 минути или по-малко.
- Студен резерв. В момента се извършват законодателни промени, които ще елиминират съществуването на студен резерв.

Няма конкретни правила, които изискват освобождаването на резерви на пазара при определени прагове на пазарните цени. По-долу са описани РПРЧ, РВРЧ, РЗ и студения резерв.

Резерви за първично регулиране на честотата

Те се предоставят по следния начин:

- Разполагаемост:
 - Ежегодно ЕСО закупува 45 MW, за които се заплаща разполагаемост в размер на 10 BGN/MW на час. Тази цена е определена от КЕВР.
 - Ако ВЕЦ/ПАВЕЦ на НЕК ЕАД произвеждат електроенергия, им се разпределя част от задължението за осигуряване на капацитет за целите на РПРЧ. Останалата част от капацитета се разпределя пропорционално между термичните централи (МИ1, МИ2, МИ3, Бобов дол и Варна), ако те произвеждат електроенергия в рамките на този период, въз основа на тяхната инсталирана мощност. На практика водоелектрическите централи се използват рядко за РПРЧ.
 - По същия начин, ако върховите централи (като газови турбини с отворен цикъл (ГТОЦ)) произвеждат електроенергия за повече от един ден през зимата, ЕСО прехвърля част от задължението за осигуряване на капацитет за целите на РПРЧ на върховите централи. С това се цели на пазара на едро да се продава по-голям капацитет от въглищните централи. На практика обаче това се случва рядко.
 - На месечна база преди 10-то число всеки месец ЕСО определя количеството капацитет за всеки доставчик на балансираща енергия (ДБЕ) за следващия месец. Това се прави, за да се коригират нуждите на ЕСО за резерви, тъй като те получават актуализирана информация.
 - Производителите са длъжни да разпределят искания от ЕСО капацитет между работещите единици за следващия ден и да информират ЕСО в D-1 (един ден

³² <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/794-frequency-restoration-reserve-fr>

³³ ENTSO-E, Насоки за електроенергийно балансиране в Европа, ноември 2018 г.

³⁴ ENTSO-E, Насоки за електроенергийно балансиране в Европа, ноември 2018 г.

преди доставката).

- Производителите са задължени да запазят резервирания капацитет за ЕСО и да не продават тази електроенергия на пазара.
- Активация:
 - Всеки месец преди 15-то число на месеца доставчиците трябва да изпращат на ЕСО оферта под формата на сума до 100 BGN, която се добавя към получената почасова цена на пазара за сделки ден напред.
 - След това цените на доставчиците на балансираща енергия за регулиране нагоре се определят на дневна база, като към почасовата цена на БНЕБ за базов товар от платформата за ден напред се прибавя сумата до 100 BGN, посочена в офертата.
 - След това задействаната енергия се разпределя първо на най-евтиния доставчик – т.е. на доставчика с най-ниска сума до 100 BGN – и така нататък, докато се активира необходимия капацитет.
 - За регулиране надолу ЕСО приема плащания от доставчиците на балансираща енергия, но не извършва плащания за ограничаване.

Резерв за вторично регулиране на честотата

РВРЧ включва и аРВРЧ (резерв за вторично регулиране на честотата с автоматично задействане) и рРВРЧ (резерв за вторично регулиране на честотата с ръчно задействане). Те се предоставят по същия начин, както резерва за първично регулиране, както за плащането за разполагаемост, така и за плащането за активиране. Годишно се закупуват 155 MW.

Резерв за заместване

Заменящият резерв е отворен за всички доставчици на балансираща енергия, които са регистрирани за участие като доставчици на енергия за третично регулиране. По принцип, той е отворен за доставчиците на услуги от оптимизация на потреблението. Засега повечето доставчици на балансираща енергия са производители, като изключение представляват няколко по-големи промишлени потребители.

Капацитетът от термични централи и водноелектрическите централи, който не е закупен за РПРЧ и РВРЧ, може да предложи третичен резерв.

■ Разполагаемост:

Няма плащане за разполагаемост за заменящ резерв.

■ Активиране:

- Процесът на подбор за активиране на енергия и принципите на ценообразуване са същите както при РПРЧ и РВРЧ.
- За регулиране в посока нагоре участниците са задължени да предоставят оферти за общия брутен капацитет, който не е договорен на пазара чрез двустранни договори и/или на енергийната борса. Офертите “купува“ и „продава“ се изпращат всеки ден между 15:30 ч. и 16:00 ч.
- За регулиране в посока надолу всички участници са длъжни да предоставят

оферти за общия капацитет до технически минимум на агрегатите. Офертите „купува“ и „продава“ се изпращат всеки ден между 15:30 ч. и 16:00 ч.

Планирани бъдещи промени в РПРЧ, РВРЧ и РЗ

Участието на България в проектите PICASSO, TERRE и MARI ще подпомогне повишаването на конкуренцията в спомагателните услуги и балансиращите пазари:

- Платформата за международна координация на автоматизирано възстановяване на честотата и стабилна работа на системата (PICASSO) е проект, одобрен от ОПС чрез Комитет Пазар на ENTSO-E за създаване на европейска платформа за обмен на балансираща енергия от резерви за вторично регулиране на честотата с автоматично задействане или aРВРЧ-платформа. Той се изпълнява в съответствие с член 21 на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията, който изисква ОПС да изготвят предложение за създаването на такава платформа и в крайна сметка да я направят действаща. През април 2018 г. бе представено предложение от членовете на проекта PICASSO.³⁵ В момента ЕСО е в процес на включване като активен член в проекта.

- Проектът за инициатива за резерви с ръчно задействане (MARI) е европейски проект за създаване на европейска платформа за обмен на балансираща енергия от резерви за вторично регулиране на честотата с ръчно задействане. Както е посочено по-горе, ОПС са длъжни да изготвят предложение за създаването на такава платформа. Понастоящем ЕСО е наблюдател в проект MARI.

- Проектът за трансевропейски обмен на заменящи резерви (TERRE) е европейски проект за обмен на заменящи резерви в съответствие с насоките за електроенергийно балансиране. ОПС са изпратили предложение за рамката за изпълнение на тази платформа през февруари 2018 г.³⁶ ЕСО е изпратил искане да стане наблюдател в проект TERRE.

България очаква че създаването на тези платформи ще включва разпоредби за производителите, така че да участват свободно в спомагателните и балансиращите услуги, както и свободно да определят офертите си „купува“/„продава“ за задействана енергия.

Съответствие с Регламента

Редица изисквания от Регламент (ЕС) 2019/943 са от значение за закупуването на балансиращи и спомагателни услуги:

- Член 20, параграф 3, буква б) изисква държавите членки да обмислят „премахване на пределните цени“.
- Член 20, параграф 3, буква д) изисква държавите членки да обмислят „осигуряване на възможност за собствено производство, съхранение на енергия, мерки от страна на търсенето и енергийна ефективност чрез приемане на мерки за премахване на всякакви

³⁵ https://consultations.entsoe.eu/markets/afrr_implementation_framework/supporting_documents/20180426_aFR_RIF_implementation_framework.pdf

³⁶ https://consultations.entsoe.eu/markets/implementation-framework-replacement-reserves/supporting_documents/2018%2002%2021_RR%20Implementation%20Framework_Public%20consultation.pdf

установени регулаторни отклонения”.

- Член 20, параграф 3, буква е) уточнява, че държавите членки следва да осигурят “икономически ефективни и пазарно базирани поръчки за балансиращи и спомагателни услуги”.

Варианти за България

Трябва да бъдат решени следните проблеми:

- Резервният капацитет за РПРЧ и РВРЧ (които получават плащане за разполагаемост) се осигурява само от ТЕЦ и ВЕЦ. Въпреки че тези услуги са технически отворени за производство от други източници или оптимизация на потреблението, или съхранение, които отговарят на техническите изисквания, няма конкурентен търг, който им позволява да участват ефективно, а плащането за разполагаемост е регулирано (за разлика от определянето чрез конкурентен търг).

- Опасенията относно липсата на конкуренция при предоставянето на тези услуги за осигуряване на резерв възпрепятстват България да прилага конкурентни търгове до момента. Но вместо административно определяне на цената за разполагаемост, друг вариант би бил провеждането на такъв конкурентен търг, но с гаранции (напр. чрез формата на тръжните цени на резерва), за избягване на прекомерно високи цени (но все пак с допускане на възможността за конкуренция). Тези пределни цени могат да бъдат постепенно премахнати, след като пазарът на едро не се регулира (виж предишния раздел) и всички големи термични централи са свободни да се конкурират за договори за осигуряване на резерв. Това ще предостави на Комисията доказателства, че е изготвен план за премахване на регулаторните бариери за спомагателните и балансиращите услуги.

- Член 30, параграф 1, буква а) от Регламент (ЕС) 2017/2195 се изисква методиката за определяне на цените за балансираща енергия да се основава на пределно ценообразуване (най-високата приета офертна цена), макар че това прави възможно наличието на различни клирингови цени за различни продукти. Въпреки че регламентът оставя възможността за използване на различна методика за ценообразуване, ако тя е ефикасна, предложението на “всички ОПС”, публикувано от ENTSO-E през декември 2018 г., включва по една клирингова цена за РЗ, за РВРЧ с планирано задействане, за РВРЧ с директно задействане и за аРВРЧ. Изглежда, че само енергията за управление на претоварването се плаща според офертата за нея.³⁷

- Плащанията за задействане за услуги за осигуряване на резерв са ефективно обект на пределни цени (равни на 100 BGN, сумирани с почасовата цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ). Участниците могат да променят само в рамките на 100 BGN на почасова база. Необходимостта от определяне на сума преди да се знае цената за ден напред, въвежда елемент на риск, който вероятно ще усложни офертирането, което от своя страна може да намали ефективността на процеса на подбор. В случай на РЗ, в съчетание с факта, че участниците трябва да предлагат целия капацитет, който не е договорен нито

³⁷ Предложение на всички ОПС за методики за ценообразуване за балансиращата енергия и междузонавия капацитет, използвани за обмена на балансираща енергия или извършването на процедурата по уравняване на дисбалансите по член 30, параграфи 1 и 3 на Регламент (ЕС) № 2017/2195 на Комисията за установяване на насоки за електроенергийното балансиране.

с пазара, нито с ЕСО за предоставяне на РПРЧ и РВРЧ, това би означавало риск централите да бъдат задължени да работят на загуба. Този риск може да нарасне с увеличаването на дела на електроенергията от възобновяеми източници в системата, което ще наложи намаление на цените на едро.

- По подобен начин, участниците не могат да поискат да им се плаща за регулиране надолу (т.е. да бъдат ограничени). Въпреки това, някои потенциални участници (напр. ядрени, ВЕИ, които не отговарят на изискванията за РПРЧ и РВРЧ днес, но които отговарят на условията за РЗ, освен ако не ползват преференциална тарифа), могат да имат разходи при ограничаване (като например загубата на изплащането на субсидии). В съчетание със задължението за предлагане на капацитет, това теоретично би могло да доведе до принуждаване на централите да работят на загуба в периоди, в които е необходимо ограничение.

- Цената за задействане на енергията се определя с оглед на почасови ценови на пазара за сделки ден напред. Въпреки това, фактът, че сумата в размер до 100 BGN все още ще трябва да бъде определена от доставчиците на балансираща енергия месец преди доставката, означава, че посочените по-горе рискове все още са от значение. България трябва да обмисли определянето на процедурата за офертиране, при която доставчиците на балансиращи услуги да могат да подават своите оферти за регулиране нагоре и надолу по-близо до момента на доставка, определени свободно като BGN/MWh. Ценовите ограничения за задействане на балансиращата енергия трябва да бъдат премахнати или ограничени.³⁸

- От декември 2020 г. се провеждат конкурентни търгове за РПРЧ и РВРЧ, а от средата на 2021 г. се планира провеждането на дневни търгове за закупуване на РПРЧ и РВРЧ.

2.4. Цена за дисбаланс

Функциониране на българския пазар

Цените за дисбаланс осигуряват стимули за отговорните за балансирането страни за намаляване на дисбалансите им. С изключение на следното, всички участници на пазара са предмет на едни и същи правила за уреждане на дисбалансите:

- Електроцентралите МИ1 и МИ3 се стимулират чрез своите дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия, за да поддържат своята разполагаемост и да предоставят енергията си при поискване;
- Определени ВЕИ централи и централи с комбинирано производство получават фиксирани преференциални тарифи за производството си (тези под 1 MW и пуснати в експлоатация преди 2015 г. и соларни покривни инсталации под 30 kW).

ЕСО изчислява две цени за всеки период на уреждане на дисбалансите: пределна цена в случай на недостиг и минимална цена в случай на излишък. Цените за дисбаланс

³⁸ Възможно е обаче да има обосновка за ценовите ограничения с оглед справяне с определени специфични проблеми на пазара на енергия, например при управление на претоварвания в мрежата, произтичащи от прекъсвания в мрежата.

покриват разходите на ЕСО за задействана балансираща енергия от доставчиците на балансираща енергия (както производители, така и потребители).

Методиката, описваща начина на определяне на цените за дисбаланс, предполага, че те се основават на средните разходи за балансиране на системата – т.е. най-общо казано, цените за дисбаланс за всеки период на уреждане на дисбаланса се определят като равни на общите разходи, направени от системния оператор за всеки период на уреждане на дисбаланса, разделени на размера на системния дисбаланс. За да се стигне до крайната цена за дисбаланс, това съотношение се умножава по коефициент, отразяващ разходите на ОПС за администриране на пазара на балансираща енергия. Този коефициент трябва да бъде одобрен от КЕВР и е определен като 1 (едно) от началото на балансиращия пазар (01.06.2014 г.) и като такъв не влияе на цените за дисбаланс. Методиката за изчисляване на цената за дисбаланс не се различава за периода за балансиране, в който ОПС трябва да прекъсне принудително един или повече потребители.

Разходите за разполагаемост, свързани с първичен и вторичен резерв, се възстановяват чрез мрежовите тарифи.

Освен това, КЕВР заяви следното:

Разходите на оператора за балансиране на електроенергийната система (ЕЕС) и регулиране с голям индивидуален капацитет в някои периоди на уреждане на дисбаланса, свързани с минимални дисбаланси, водят до високи цени на балансиращата енергията. Операторът е изготвил и прилага вътрешна инструкция за допълнително преизчисляване на прекомерни цени на балансиращата енергия, съгласно чл. 6, ал. 9 на ПТЕ.

Това се отнася до съществуващите правила за справяне със ситуации, в които има нулев (или пренебрежимо малък) дисбаланс в цялата система. В такива ситуации даден пазарен участник с недостиг ще плаща цена за дисбаланс от 141 BGN/MWh, докато участник в излишък ще получи цена от 30 BGN/MWh. Тези цени са определени от КЕВР.

Съответствие с Регламента

Настоящото правило за ценообразуване на дисбаланса, основано на средно претеглените разходи за мерки за балансиране, предприети от ЕСО, може да не отразява разходите за недостиг поради следните причини:

- Докато цената на задействаната балансираща енергия продължава да бъде ограничавана, средните разходи за мерките за балансиране ще бъдат под пределните разходи; или

Планираната промяна в продължителността на периода на уреждане на дисбаланса от един час на 15 минути, съчетана с предложеното премахване на ограничението, в крайна сметка ще смекчи проблема, описан по-горе.

По отношение на цените за дисбаланс, член 20, параграф 3, буква в) на Регламент (ЕС) 2019/943 изисква държавите членки да обмислят въвеждането на функция за ценообразуване на недостиг за балансиращата енергия за възстановяване на административните разходи и разходите за разполагаемост, свързани с услугите за

балансиране.³⁹ Понастоящем такава функция не съществува в България. Във връзка с това няма конкретно правило, регулиращо начина на изчисляване на цените за дисбаланс за даден период на балансиране, в който ЕСО трябва да прекъсне принудително един или повече потребители.

Прилаганият множител на административните разходи може също да намали ефективността на цените за дисбаланс, тъй като, ако се различава от историческата му стойност, би намалил отразяването на разходите в цените за дисбаланс.

На последно място, член 55 на Регламент 2017/2195 изисква следното:

“..... ако през периода за уреждане на дисбалансите не е имало задействане на балансираща енергия в едно от направленията – стойността на избегнатото задействане на балансираща енергия от резервите за вторично регулиране на честотата или резервите за заместване.

Пределните цени по време на ситуации с малки дисбаланси в системата, както е описано по-горе, вероятно ще нарушат това, тъй като цените, определени от КЕВР, не отразяват непременно стойността на избегнатото задействане на балансираща енергия. Освен това, различната цена, платена от страните в недостиг, в сравнение с тези в излишък, може да противоречи на общия принцип, че за всеки период на уреждане трябва да се прилага една цена за дисбаланс.⁴⁰

Варианти за България

България трябва да обмисли степента, в която цените за дисбаланс отразяват цената на недостига. Цените за дисбаланс действат като имплицитно ограничение на пазара на едро, тъй като не би било рационално даден участник на пазара да плаща повече за енергия на пазара на едро, отколкото би трябвало да плати за това, че е в недостиг (в сравнение с договорната им позиция на пазара на едро). В степента, в която цените за дисбаланс не отразяват действителната цена на недостига, пазарните цени също няма да я отразяват. Следователно, от своя страна това представлява форма на “липсващи пари” за инвеститорите и следователно може да бъде причина за безпокойство.

- Преди планираните промени на начина на определяне на цената за балансираща енергия и промените в определянето на периода на уреждане, в междинния период може да има случаи на основаване на цените за дисбаланс на по-близко представяне на пределните разходи за мерки, предприети от системния оператор (например средно от най-скъпите 5MWh действия, предприети в период на сетълмент). Макар това да не се изисква изрично от законодателството на ЕС, Регламент 2019/943 гласи,

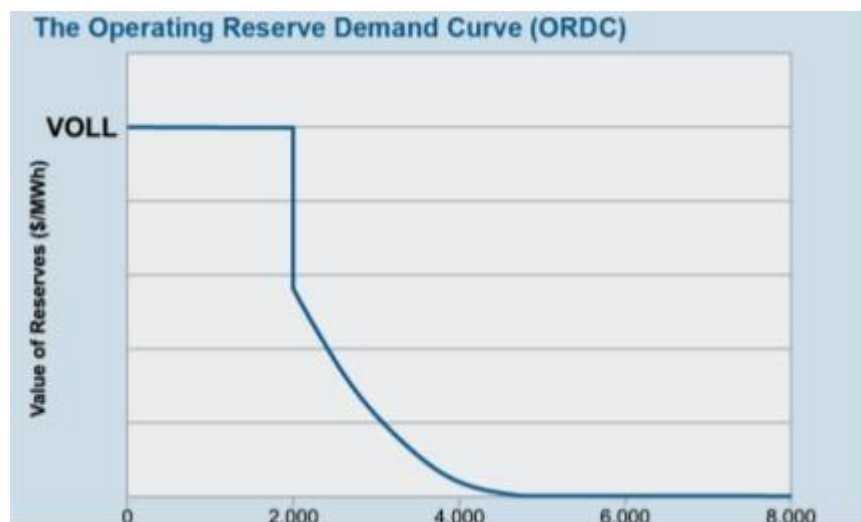
³⁹ Отнася се до член 44(3) на Регламент 2017/2195, който сочи, че: *Всеки ОПС може да изготви предложение за допълнителен механизъм за уреждане, който е отделен от механизма за уреждане на дисбалансите и с който се уреждат разходите за възлагане на поръчки за балансираща мощност административните разходи и други разходи във връзка с балансирането. Този допълнителен механизъм за уреждане се прилага по отношение на отговарящите за баланса лица. Това следва да се постигне за предпочитане чрез въвеждане на звено за ценообразуване за недостига. Ако ОПС изберат друг механизъм, те следва да обосноват избора си в предложението. Това предложение подлежи на одобрение от съответния регулаторен орган.”*

⁴⁰ Член 52, параграф 2 на Регламент 2017/2019.

че ефективното ценообразуване на недостига ще насърчи пазарните участници да реагират на пазарните сигнали. Ето защо изчисляването на една по-пределна цена за дисбаланс би било в съответствие с това, което Комисията би приела за добре функциониращ пазар на електроенергия.

- България трябва да обмисли възможността за въвеждане на функция за административно ценообразуване на недостиг. Основният принцип на подобна функция за ценообразуване за недостиг би бил да се гарантира, че с намаляването на нивата на резервите и увеличаване на очакваната загуба от прекъсване на електроснабдяването (LOLP), цените за дисбаланс могат да се повишат до нивото на стойността на загубите от прекъсване на електроснабдяването (VoLL), както е показано на фигурата по-долу. Във Великобритания цената на недостига се изчислява като очакваната загуба от прекъсване на електроснабдяването (LOLP) (за дадено ниво на марж на капацитета, наличен над търсенето), умножено по стойността на загубите от прекъсване на електроснабдяването (VoLL).⁴¹ ЕСО вече изчислява очакваната загуба от прекъсване на електроснабдяването (LOLP) като функцията на разликата между общия разполагаем капацитет и търсенето като част от годишните му (година напред) оценки на адекватността. Това също би довело до повишаване на цените за дисбаланс до стойността на загубите от прекъсване на електроснабдяването (VoLL) през периоди, в които ЕСО трябва да прекъсне клиенти принудително

Фигура 6 Функция за административно ценообразуване на недостиг (илюстрация)



Източник: ERCOT

Други реформи също ще доведат по по-голямо отразяване на разходите в цените за дисбаланс:

- Би било по-ефективно да се възстановят административните разходи на ЕСО на социализирана основа (например чрез мрежовите тарифи), а не чрез коригиране на цените за дисбаланс.
- България трябва да премине към единна цена за дисбаланс за периоди на малък или нулев енергиен дисбаланс в цялата мрежа, която е равна на избегнатите

⁴¹ Elexon (2019), "Насоки за ценообразуване на дисбаланс", версия 14.0, приложение 1.

разходи за задействане на балансираща енергия (т.е. офертата с най-ниска цена за задействане на балансираща енергия, подадена на ЕСО в съответния период на сетълмент).

2.5. Пазар за сделки ден напред / БНЕБ

Функциониране на българския пазар

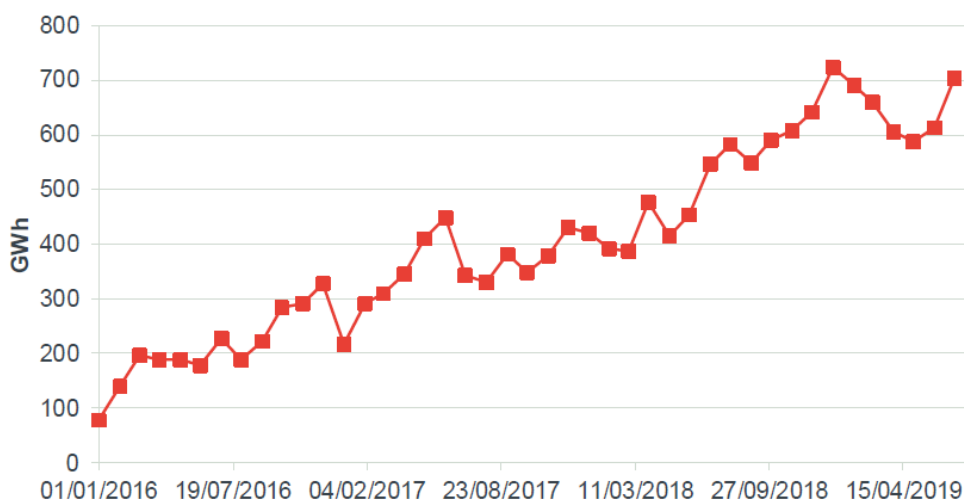
Техническите лимити ограничават цените в рамките от -500,0 EUR до 3000,0 EUR. Тези ограничения са разработени съвместно от номинираните оператори на пазар на електроенергия (“НОПЕ”) и са одобрени от АСЕР.⁴²

Предложението, одобрено от АСЕР, включва механизъм за автоматично коригиране на хармонизираната максимална клирингова цена за единно пазарно обединение ден напред (“SDAC”), при което тя се увеличава с 1000,0 EUR/ MWh, ако клиринговата цена надвиши 60% от хармонизираната максимална клирингова цена най-малко в една пазарна времева единица, в даден ден, в дадена пазарна зона или в множество пазарни зони.

Проектите за пазарно обединение ден напред на границите България-Румъния и България-Гърция са в напреднал етап на развитие и през второто-третото тримесечие на 2021 г. се очаква реален старт. Пазарното обединение на граница България-Румъния ще бъде възможно след приключване на Междинния проект-MRC и проекта за обединение на пазарите 4M MC. По отношение на границата България-Гърция, реалният старт на пазарното обединение е планирано за април 2021 г.

Количествата, търгувани на пазара ден напред, показват възходяща тенденция (вижте фигурата по-долу).

Фигура 7 Количества на пазара ден напред



Източник: Frontier Economics на база данни от БНЕБ

⁴² Решение на Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори № 04/2017 относно предложението на номинираните оператори на пазара на електроенергия за хармонизирани максимални и минимални клирингови цени за единно обединение на пазара ден напред, 14 ноември 2017 г.

Съответствие с Регламента

С течение на времето, с либерализацията на пазара на едро и осъществяването на други пазарни реформи (като обединение на пазара и реформи за ценообразуването при дисбаланс), постепенно ликвидността на пазара ден напред ще се подобри.

Друго предложение за подобряване на ликвидността, посочено от Световната банка в доклада ѝ за 2016 г.⁴³, е въвеждането на закупуване на пазарен принцип на енергия за покриване на загубите от ЕСО и разпределителните оператори. Ако това все още не е направено, то може да е от полза, тъй като може да подпомогне съответствието на казуса с член 3, буква п) на Регламент 2019/943, на принципа, че „...пазарните правила улесняват търговията с продукти в целия Съюз.“

2.6. Пазар за сделки в рамките на деня

Функциониране на българския пазар

Пазарът за сделки в рамките на деня беше стартиран през април 2018 г. Техническите лимити ограничават ценообразуването в рамките на -9999,9 EUR до 9999,9 EUR. Тези ограничения са разработени съвместно от номинираните оператори на пазара (“НОПЕ”) и са одобрени от АСЕР.⁴⁴ Съвместно с други НОПЕ е разработен механизъм за автоматично коригиране на техническите ограничения за офериране в случай, че се очаква да бъдат достигнати зададените лимити.

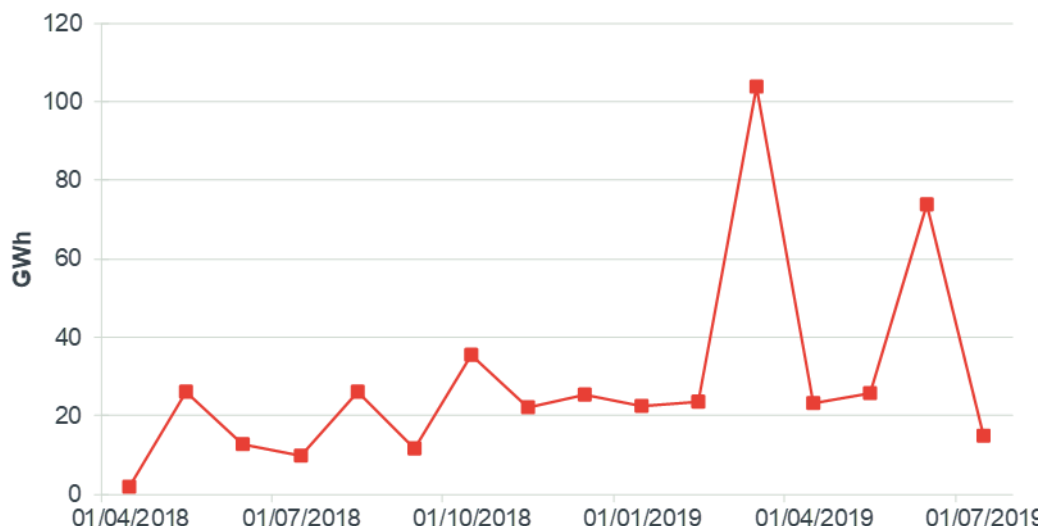
Предложението, одобрено от АСЕР, включва механизъм за коригиране на хармонизираната максимална клирингова цена на единното пазарно обединение в рамките на деня (“SIDC”) в случай че хармонизираната максимална клирингова цена на единното пазарно обединение ден напред (SDAC) бъде увеличена над хармонизираната максимална клирингова цена на SIDC. В такъв случай, хармонизираната максимална клирингова цена на SIDC също се увеличава, за да бъде равна на хармонизираната максимална клирингова цена на SDAC. Като първи етап пазарът за сделки в рамките на деня обхваща само транзакциите в българската пазарна зона. Трансграничният пазар за сделки в рамките на деня на границата България-Румъния беше стартиран с проекта XBID, като част от реалния старт на втората вълна, през ноември 2019 г. През 2020 г. трансграничният пазар за сделки в рамките на деня стартира на границата България-Сърбия чрез експлицитно разпределяне в рамките на деня.

Количествата, търгувани на пазара в рамките на деня, изглеждат малки, но с възходяща тенденция (виж фигурата по-долу).

⁴³ Световна Банка (2016), стр. 8. *“Допълнителни търгувани обеми на ПДН могат да бъдат обезпечени, ако операторът на преносната система (ОПС/ЕСО) и операторите на разпределителни системи (ОРС) са задължени да купят поне част от загубите си от [пазара ден напред], като останалата част бъде закупена чрез търг на дългосрочен договор. Този подход се прилага на много европейски пазари с цел осигуряване на ликвидност. Може да се предвиди, например, ЕСО и ОРС да закупуват до 70 процента по дългосрочни договори, за да осигурят основната цена на загубите, а след това да набавят останалите обеми от [пазара ден напред]”.*

⁴⁴ Решение на Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори № 04/2017 относно предложението на номинираните оператори на пазара на електроенергия за хармонизирани максимални и минимални клирингови цени за единно обединение на пазара в рамките на деня, 14 ноември 2017 г.

Фигура 8 Пазар в рамките на деня



Източник: Frontier Economics на база данни от БНЕБ

Съответствие с Регламента

От икономическа гледна точка не са установени съществени проблеми, които трябва да бъдат решени. С течение на времето, с либерализацията на пазара на едро и осъществяването на други пазарни реформи (като обединение на пазара и реформи за ценообразуването при дисбаланс), постепенно ликвидността на пазара в рамките на деня ще се повиши.

2.7. Ликвидност на форуърдния пазар

Функциониране на българския пазар

Член 3, буква о) на Регламент 2019/943 сочи че: "... за да се даде възможност на участниците на пазара да бъдат защитени срещу рискове от нестабилност на цените на пазарна основа и да смекчават несигурността относно бъдещата възвръщаемост на инвестициите, дългосрочните продукти за хеджиране са търгуеми на борсите по прозрачен начин, а дългосрочни договори за доставка на електроенергия е възможно да се договарят извънборсово, при спазване на правото на Съюза в областта на конкуренцията".

В България се осъществява двустранна търговия с форуърдни продукти (за физическа доставка). Освен това, ЕЕХ създаде платформа за търговия с финансови фючърсни продукти.

Варианти за България

Понастоящем форуърдната търговия и наличието на фючърсна търговия в България са ограничени. Въпреки това, други потенциални промени (напр. в ценообразуването на балансиращата енергия и дисбалансите, както и в регулираните продажби на производителите) вероятно ще окажат значително влияние върху ликвидността и ценообразуването на краткосрочните пазари. Като такива, би имало смисъл да се даде време тези промени да влязат в сила и да се оцени тяхното въздействие преди възможна

намеса за подобряване на ликвидността на форуърдния пазар.

2.8. Претоварване на мрежата

Функциониране на българския пазар

Електропреносната мрежа на България обхваща мрежата на 400kV, 220kV и 110kV, които са взаимосвързани чрез системни автотрансформатори и трансформатори. Преносната мрежа се развива в съответствие с вътрешния десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ЕСО, който се актуализира ежегодно.

Изграждането на нови междусистемни връзки 400kV и развитието на вътрешната мрежа 400kV се координира с развитието на съседните мрежи на 380-400kV чрез регионалните инвестиционни планове на ЮИЕ, които са част от TYNDP на ENTSO-E.

В бъдещото развитие на мрежа 400 kV в страната, освен осигуряване на експлоатационната сигурност на българската електроенергийна система при нормални и ремонтни експлоатационни схеми, е поставено за цел увеличаване на трансграничния капацитет за обмен на електроенергия със страните от Югоизточна Европа, за да се изпълни член 16, т. 8 на Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия.⁴⁵

Според ЕСО понастоящем няма структурни претоварвания във вътрешната електроенергийна мрежа при пълна експлоатационна схема на преносната мрежа. Когато възникват проблеми, те се дължат на временни проблеми, като например прекъсвания на електропроводи с цел поддръжка.⁴⁶ В такива случаи може да е необходимо повторно диспечирание. Инструкциите за повторно диспечирание и плащания се извършват към производителите чрез механизма за балансиране.

Според ЕСО понастоящем не е възможно да се посочат отделно разходите за повторно диспечирание, предприето чрез механизма за балансиране (за разлика от разходите за мерки, необходими за осигуряване на цялостния енергиен баланс на българската система).

При изпълнение на годишната програма за поддръжка се избягват претоварвания поради несъответствия на прекъсванията на елементите на преносната мрежа с планираните ремонти на големи генериращи единици и големи потребители. Координирането на програмата за поддръжка на електропроводите от преносните оператори в Югоизточна Европа се осъществява от Работната група “Годишен график за поддръжка” за региона на Югоизточна Европа към ENTSO-E, която разработва и координира програмата за поддръжка на междусистемните връзки и някои основни вътрешни електропроводи за следващата година. Членовете на тази работна група са представителите на ОПС на

⁴⁵ Този член сочи, че “Операторите на преносни системи не ограничават обема на междусистемния капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара като средство за справяне с претоварване в своята собствена пазарна зона или като средство за управление на потоците, получени от сделки, които са вътрешни за пазарните зони.”

⁴⁶ Обикновено те са свързани с водноелектрически централи, които имат само една връзка към преносната мрежа. Когато свързващия електропровод е изключен, водноелектрическата централа може все още да работи в “островен режим”, което изисква предприемане от ЕСО на действия по повторно диспечирание.

България, Румъния, Сърбия, Черна гора, Северна Македония, Албания, Гърция, Босна и Херцеговина, Косово, Хърватия, Унгария и Турция.

Въпреки че досега не се е налагало сериозно повторно диспечирание в електроенергийната система, изграждането на нова междусистемна връзка с Румъния или увеличаването на преносния капацитет по съществуващия междусистемен електропровод може да наложи ситуацията да бъде преоценена.

Съответствие с Регламента

Член 14 на Регламент (ЕС) 2019/943 предвижда държавите членки да предприемат всички подходящи мерки за справяне с претоварванията и границите на пазарните зони да са основани на дългосрочни структурни претоварвания в преносната мрежа.

- Тъй като ЕСО счита че претоварвания в неговата мрежа не се очакват в краткосрочен план, не е необходимо пазарните зони в България да се преконфигурират. Все пак, за България ще е от помощ да посочи на Комисията, че ситуацията ще бъде наблюдавана (например, когато се изгради нов междусистемен капацитет) и ще се предприемат подходящи действия (например инвестиции или определяне на пазарни зони), в случай че се появят претоварвания.

Член 30, параграф 1, буква б) на Регламент 2017/2195 изисква офертите, приети от системния оператор за целите на управлението на претоварването, да не определят пределната цена на балансиращата енергия. Тъй като офертите, избрани за целите на управлението на претоварването, понастоящем не могат да бъдат посочени отделно, понастоящем не би било възможно да се изпълни това изискване.

Варианти за България

Първата стъпка би била да се гарантира “маркиране” на оферти, приети от ЕСО за целите на повторно диспечирание. „Немаркирани“ оферти могат да се включат в процеса за изчисляване на цените на балансиращата енергия (и на свой ред, цени за дисбаланс). А за “маркираните” оферти може да бъде изплатена офертната им цена (в съответствие с Регламент 2017/2195, както и предложението на всички ОПС47. Разходите за заплащане за повторно диспечирание могат да бъдат възстановени от потребителите чрез използване на системни такси. Въз основа на това, че тези разходи ще бъдат ограничени и че няма проблеми със структурно претоварване в България, би било разумно разходите да бъдат социализирани между потребителите на енергия (т.е. фиксирана такса в BGN/MWh на период, месечно или годишно).

2.9. Междусистемен капацитет и трансгранична търговия

Функциониране на българския пазар

Според проекта на интегриран план за енергетика и климат на Република България налице е:

⁴⁷ ENTSO-E (2018) “Предложение на всички ОПС за методики за ценообразуване за балансиращата енергия и междузоновия капацитет, използвани за обмена на балансираща енергия или извършването на процедурата по уравняване на дисбалансите по член 30, параграфи 1 и 3 на Регламент (ЕС) № 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране 18 декември 2018 г.”

- 12 000 MW общо инсталирана производствена мощност в българската електроенергийна система и разполагам капацитет от 8 300 MW
- 1 950 MW експортен преносен капацитет; и
- 1 590 MW преносен капацитет за внос.

Следващата фигура показва капацитета от и до всяка съседна страна на България, както и прогнозната степен на използване на междусистемните връзки.

Фигура 9 Междусистемен капацитет и използване

2018	Експортен капацитет	Процент на използване на капацитета за износ	Капацитет за внос	Процент на използване на капацитета за внос
Гърция	471 MW	94%	379 MW	7%
Северна Македония	272 MW	93%	217 MW	12%
Румъния	318 MW	63%	277 MW	36%
Сърбия	293 MW	79%	254 MW	27%
Турция	388 MW	30%	282 MW	48%

Източник: Анализ на Frontier Economics. Данните за потоците се основават на платформата за прозрачност на ENTSO-E, а данните за средния месечен капацитет са на база данни на ECO.

Бележка: Месечните проценти на използване се изчисляват като средните часови потоци през всеки месец от годината, се разделят на капацитета. След това, годишният процент на използване се изчислява като средно претеглена (по капацитет) месечна норма на използване. За целите на този анализ са използвани потоците за ден напред.

В доклада също така се споменава, че според ENTSO-E, след изграждането на планираните нови електропроводи за пренос на електроенергия, се очаква преносният капацитет за обмен на електроенергия да достигне 22%.

Ценово решение на КЕВР за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. премахва таксите за износ на електроенергия, които са съществували в България до момента.

През 2015 г. бе въведено изискване всички производители в България и вносителите в България да плащат вноски, равни на 5% от месечните приходи, във Фонда за сигурност на електроенергийната система (ФСЕС). Таксата за вносителите бе отменена с измененията на българския Закон за енергетиката от месец май 2019 г. Няма текущи планове за изменение или премахване на вноската от 5% за производителите на територията на страната.

Съответствие с Регламента

Член 20, параграф 3 на Регламент (ЕС) 2019/943 уточнява, че държавите членки следва да увеличат междусистемния си капацитет и капацитета на вътрешната мрежа, така че да постигнат най-малко целите си за междусистемна свързаност, както е посочено в член 4, буква г), параграф 1 на Регламент (ЕС) 2018/1999.

- Член 4, буква г), параграф 1 на Регламент (ЕС) 2018/1999 определя цел за

междусистемна свързаност от 10% до 2020 г. и най-малко 15% до 2030 г.

- България вече е достигнала целта за 2020 г. и изглежда е достигнала и целта за 2030 г.

Член 3, буква з) изисква *“премахват се постепенно пречките за трансграничните електроенергийни потоци между пазарни зони или държави членки и за трансграничните сделки на пазарите на електроенергия и свързаните пазари на услуги”*.

- България вече премахна таксите за износ, въведени преди това.
- Премахването на изискването вносителите да заплащат 5-процентната вноска, решава един потенциален проблем, който може да възникне поради осъществяването на пазарното обединение. Въпреки че първоначалната форма на вноската от 5% не е довела непременно до изкривяване на вноса (тъй като вносът и вътрешното производство бяха при равнопоставени условия), всъщност изкривява износа (тъй като на българските износители бе наложена таксата, докато на вътрешните производители в съседните пазари не е). Не е ясно също, как таксата ще се администрира след въвеждането на пазарно обединение. С обединението на пазара, България вече няма да може да идентифицира вносителите (тъй като алгоритъмът на пазарното обединение ще решава разпределянето на производството между държавите членки), което прави невъзможно да се изисква от тях да плащат вноската.
- Въпреки че неотдавнашното освобождаване на вносителите от вноската разглежда проблема с обединението на пазара, то сега създава изкривяване между вътрешното производство (от което се изисква да плаща) и чуждестранното производство. Това, от своя страна може да навреди на рентабилността на местните производители, които са активни на пазара.
- Предвид това, степента на изкривяване може постепенно да намалява с течение на времето, тъй като необходимостта от 5% вноска трябва да се намалее сама по себе си с течение на времето, тъй като регулираните цени на пазара на едро се премахват постепенно.

Варианти за България

Доколкото приходите от продажбите на квоти за търговия с емисии в ЕС са недостатъчни, за да може ФСЕС да заплати разходите за подпомагане на ВЕИ и комбинираното производство, както и всякакво друго закупуване от производители по регулирани цени, България трябва да обмисли промяна на основанието за възстановяване на приноса чрез 5% вноска. Например, България би могла да обмисли възстановяването на необходимите приходи от общото данъчно облагане или да наложи такса, прилагана еднакво за всички потребители на енергия.

2.10. Оптимизация на потреблението, съхранение, собствено производство и енергийна ефективност

Функциониране на българския пазар

Оптимизация на потреблението

Понастоящем, всички видове оптимизация на потреблението отговарят на условията за участие в пазарите на електроенергия на едро (включително, ден напред и в рамките на деня), като отделни участници или чрез агрегатори (въпреки че няма законово определение за агрегатор в правилата за пазара на електроенергия - следователно те се разглеждат като друга отговорна за балансирането страна).

Доставчиците на услуги за оптимизация на потреблението, които могат да предоставят най-малко 5 MW за оптимизация на потреблението, отговарят и на изискванията за участие в търгове за предоставяне на заменящ резерв и могат да участват и в конкурентните месечни търгове за РПРЧ и РВРЧ, които се провеждат от месец декември 2020. Понастоящем, някои големи промишлени потребители участват в предоставянето на заменящ резерв. В момента, обаче, в България няма активни агрегатори за оптимизация на потреблението, както и няма лицензионен режим за такива участници.

С изключение на облекченията за енергоемкост за част от таксата за задължение към обществото, която възстановява разходите за подпомагане на ВЕИ и комбинираното производство, няма изключения от мрежовите разходи или разходите, свързани с енергията, както и допълнителните такси (ВЕИ, комбинирано производство, механизми за капацитет, и т.н.) за определени групи потребители, които биха могли да повлияят на стимулите за оптимизация на потреблението.

Интелигентни измервателни устройства

Последните данни сочат, че 100% от индустриалните потребители, 53% от бизнес клиентите на свободния пазар и почти 0% от потребителите на регулирания пазар, разполагат с интелигентно измервателно устройство. Според КЕВР, всички интелигентни измервателни устройства могат да измерват и предават, най-малко почасови измервателни стойности, а системите за управление на данните, позволяват на доставчиците да извършват сетълмент на клиентите въз основа най-малко на почасови измервателни стойности (т.е. спрямо най-малко почасови цени на спот пазара, с цел динамично ценообразуване).

На последно място, всички клиенти на свободния пазар имат, поне по принцип, достъп до договор с динамични цени, свързан с цените на едро на спот пазара. Повечето доставчици предлагат договори с динамични цени, които предлагат тарифа, равна на почасовата цена на спот пазара, плюс надбавка. Няма такива договори за клиенти на регулирания пазар.

Съответствие с Регламента

Регламент 2019/943 не предоставя допълнителни подробности по отношение на

въпросите, които трябва да бъдат решени по отношение на оптимизацията на потреблението, съхранението, собственото производство и енергийната ефективност. Въпреки това, други разпоредби на законодателството за вътрешния пазар могат да дадат насоки за това какво очаква Комисията в тази връзка.

- Член 19 на Директива 2019/944 изисква държавите членки да въведат интелигентни измервателни устройства там, където те биха подпомогнали активното участие на потребителите на пазара на електроенергия, при извършване на анализ на разходите и ползите. Към момента, няма никакви законодателни планове за въвеждането или задължително предлагане на интелигентни измервателни устройства за обслужване на домакинствата и по-малките фирми, или за оценка на такава политика.

- Член 17 на Директива 2019/944 сочи, че методът на изчисление разпределянето на разходи за дисбаланс от агрегирането на оптимизация на потреблението, се одобрява от регулаторния орган. КЕВР поясни, че все още няма одобрен подобен метод, тъй като в момента няма независими агрегатори за оптимизация на потреблението в България. Въпреки това, липсата на ясна рамка, би могло, само по себе си, да създаде пречка за развитието на пазара.

Варианти за България

България трябва да изготви график за следното:

- България ще изготви пазарни правила, които да позволят участието на агрегатори (за оптимизация на потреблението и по-малки генерации) на пазара на едро и в търговете за услуги за предоставяне на резерв. Необходимите конкретни стъпки включват разработването на лицензионен режим за агрегатори за оптимизация на потреблението и разработването на метод за разпределяне на разходите за дисбаланс от агрегирането а оптимизация на потреблението.
- България трябва да се ангажира да направи анализ на разходите и приходите, за да идентифицира дали внедряването на интелигентни измервателни уреди ще е разходно ефективно за всички или за дадена група потребители.

Част III: ПЛАН ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА НЕОБХОДИМИТЕ ПАЗАРНИ РЕФОРМИ И ГРАФИК ЗА ТЯХНОТО ИЗПЪЛНЕНИЕ

План за изпълнение на необходимите пазарни реформи и срокове за тяхното изпълнение, в съответствие с член 20, параграф 3 на Регламент 2019/943.			
№	Отговорна страна	Необходими реформи	Срокове за изпълнение и мерки, предложени от България
ПАЗАР НА ЕДРО			
1	Нередности в търсенето и предлагането на пазара на едро		
1.1	Министерство на финансите (МФ), Министерство на енергетиката (МЕ)	Прекратяване на дългосрочните договори с Марица Изток 1 (МИ 1) и Марица Изток 3 (МИ 3)	<p>През 2001 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК) е сключила два дългосрочни договора за изкупуване на електроенергия, съответно с „Консолидейтед Континентал Комърс Лимитид“ (сега „Ей И Ес-3С Марица изток 1“ ЕООД) и „Енергийна компания Марица изток 3“ АД (сега „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД).</p> <p>Правилата на ЕС за държавните помощи и предвидените промени на пазара на едро във връзка с премахване на регулирането на пазара, налагат прекратяването на съществуващите дългосрочни договори. Прекратяването на двата посочени договора стои в основата на либерализирането на пазара на едро на електрическа енергия и е предпоставка за допустимостта на въвеждането на механизъм за капацитет.</p> <p>Провеждат се преговори с цел уреждане на отношенията по дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия между НЕК и двете централи (МИ1 и МИ3) в съответствие с приложимите правила на ЕС за държавните помощи.</p> <p>Българската страна е изготвила необходимата методология и изчисления във връзка с установяването на невъзстановените разходи. Изчисленията за МИ3 са предоставени на ЕК.</p> <p>Очаква се да бъдат проведени разговори, със съдействието на ЕК, за прекратяването на договорите</p> <p>Срок за изпълнение: до 30 юни 2021</p>

1.2	МЕ	<p><i>Премахване на съществуващите квоти и ролята на обществения доставчик</i></p>	<p>В България към настоящия момент има два пазарни сегмента, регулиран и свободен. Регулираният пазар е свързан със закупуването на електрическа енергия за задоволяване нуждите на потребителите на регулирани цени.</p> <p>Според действащото законодателство, всички производители на пазара на електрическа енергия, с инсталирана мощност над 1 MW са задължени да продават произведената от тях електрическа енергия на организиран пазар за електроенергия (платформите на БНЕБ за територията на България), с изключение на генериращите мощности, които: имат сключени дългосрочни договори с НЕК за изкупуване на електрическата енергия - КонтурГлобал и Ей и Ес; и централите, които имат определени годишни квоти от националния регулаторен орган, за количествата електрическа енергия, определени за продажба на обществения доставчик, за задоволяване на нуждите на регулирания пазар. Това законодателство не забранява износа на електроенергия.</p> <p>В процеса на либерализиране на пазара, българската страна предвижда да премахне ролята на обществения доставчик, както и съществуването на квоти.</p> <p>След предвидената пълна либерализация на пазара, всички производители ще продават електрическата енергия, произведена от тях, на свободния пазар.</p> <p><i>Срок за изпълнение: веднага след осъществяването на т.1.1 и едновременно с въвеждането на механизъм за капацитет</i></p>
2	Недостатъци в балансиращия пазар и пазара на спомагателни услуги		
2.1	<p><i>Електроенергиен Системен Оператор (ЕСО)</i></p>	<p><i>Договорите за балансиращ капацитет не се сключват повече от един ден преди предоставянето на балансиращия капацитет и срокът на договора не надвишава един ден, освен ако и доколкото регулаторният орган е одобрил по-ранното сключване на договори или по-дълги срокове на договорите, за да се гарантира сигурността на доставките или да се подобри икономическата ефективност.</i></p> <p><i>Когато се предоставя дерогация, за най-малко 40 %</i></p>	<p>Преносният оператор въвежда нова платформа за провеждане на търгове за балансиращ капацитет. От началото на м. ноември 2020 г. е в действие преквалификационната фаза за доставчиците на балансиращи услуги. Доставчиците на балансиращи услуги, които кандидатстват и преминават тази фаза ще бъдат включени в публичен регистър, който им дава права за участие в търгове. Тази фаза за кандидатите за доставчици на балансиращи услуги беше финализирана в средата на декември, а първият месечен търг (предоставяне на балансиращ капацитет/резерв за януари 2021 г.) беше организиран в края на декември 2020 г.</p> <p>България възнамерява, считано от 01.07.2021 г. минимум 40% от всички</p>

		<p><i>от стандартните балансиращи продукти и най-малко 30 % от всички продукти, използвани за балансиращ капацитет, договорите за балансираща капацитет се сключват за не повече от един ден преди предоставянето на балансираща капацитет и срокът на договора не е по-дълъг от един ден. Договорът за останалата част от балансираща капацитет се сключва най-много един месец преди предоставянето на балансираща капацитет, а срокът на договора е с максимална продължителност един месец. (чл. 6, т. 9 от Регламент 2019/943)</i></p>	<p>балансиращи капацитети да бъдат закупувани на дневна база. За останалата част, чрез предоставянето на дерогация, се предвижда балансиращият капацитет да се купува най-много един месец преди предоставянето му, като продължителността на договора не следва да надвишава 1 месец.</p> <p>Срок за изпълнение: 01 юли 2021 г.</p>
2.2	ECO	<p><i>На участниците на пазара се позволява да оферират възможно най-близо до реално време и часовете на затваряне на пазара на балансираща енергия не са преди часовете на затваряне на пазара за сделки с междузонов преносен капацитет в рамките на деня. (чл. 6, т. 4 от Регламент 2019/943)</i></p>	<p>Предвидена е цялостна промяна на механизма за организация на балансиращия пазар през следващите месеци. Сегашната организация на балансиращия пазар не позволява подаване на оферти от доставчиците на балансираща енергия след часа на приключване на пазара за сделки с междузонов капацитет в рамките на деня. Определянето на количеството енергия за регулиране (автоматичен резерв за вторично регулиране) от всеки диспечерируем обект, в случай на задействане, не се прави, нито на база оферта за количество, нито на база автоматично генериран график от SCADA,. В случая на резерв за вторично регулиране с автоматично задействане, офертите съдържат само цени. Офертите за балансираща енергия (включващи количество и цена) се предоставят само за резерв за вторично регулиране с ръчно задействане, но този тип балансираща енергия се използва рядко в българската енергийна система. При резерва за вторично регулиране с автоматично задействане, всяко отклонение от търговския график се счита за балансираща енергия.</p> <p>Часът на затваряне на пазара на балансираща енергия, съгласно изискванията на Регламент 2019/943, следва да бъде въведен с присъединяването към балансиращите платформи.</p> <p>С цел по-ранно изпълнение на разпоредбата, ОПС предвижда да въведе изменение във функционалността на платформата за провеждане на търговете за балансираща енергия/капацитет, така че да е възможно цените на подадените оферти от доставчиците на балансираща енергия да могат да се изменят до два часа преди часа на затваряне на междузоновия пазар в рамките на деня.</p>

			Срок за изпълнение: до 31 декември 2021 г.
2.3	КЕВР, ЕСО	<i>Премахване на ценовите ограничения за задействане на балансираща енергия и цените за недостиг и излишък. Такива могат да съществуват само в ограничени случаи за справяне със специфични проблеми, като се предприемат всички подходящи действия да се премахне или ограничи въздействието върху пазарното поведение (чл. 10 Регламент 2019/943)</i>	<p>Ценообразуването на балансиращата енергия по пределната цена (най-високата приета офертна цена) е въведено от 01.07.2020 г. и ЕСО заплаща на всички доставчици на балансираща енергия най-високата цена на задействаната оферта, в случай на регулиране нагоре, а всички доставчици на балансираща енергия заплащат на ЕСО най-ниската цена на задействана оферта, в случай на регулиране надолу. От друга страна, предлаганите цени са обвързани с цените на пазара ден напред, тъй като пазарната структура и пазарните сегменти имат силна съгласуваност с пазара в реално време, където цените следва да имат санкциониращ ефект за мрежовите ползватели. Сегашните пределни цени на доставчиците на балансираща енергия са регулаторно решение, взето на база анализ, извършен от регулатора, обжалвания от страна на пазарните участници и някои лоши практики и ценови смущения през 2014 г., когато се въведе балансиращия пазар.</p> <p>След въвеждане на платформите (проекти TERRE, MARI и PICASSO), ценовите ограничения за задействане на балансираща енергия, ще отпаднат.</p> <p>Срок за изпълнение: 01 юли 2022 г.</p>
2.4	ЕСО	<i>Публикуване на текущия баланс на системата, прогнозните цени на дисбаланса и прогнозните цени на балансиращата енергия, възможно най-близко до реалното време, със забавяне не повече от 30 минути след доставката (чл. 6, Регламент 2019/943).</i>	<p>Публикуването на текущия баланс на системата не е свързано с постъпване на данни от средствата за търговско измерване. Това е величина, поддържана от системата SCADA/EMS. Балансът на система и прогнозната маргинална цена на балансиращата енергия ще бъдат публикувани със закъснение от не повече от 30 минути.</p> <p>Срок за изпълнение: 01 февруари 2021 г.</p>
2.5	ЕСО	<i>Въвеждане на една цена за балансиране за периоди, в които не е имало задействане на балансираща енергия. Цената на дисбаланса следва да отразява стойността на избегнатото задействане на балансираща енергия от резервите за вторично регулиране на честотата или заменящите резерви в съответствие с чл. 55 на Регламент 2017/2195. (т.е. оферта за най-ниска цена за задействане на балансираща енергия, подадена към ЕСО в</i>	<p>Механизмът, предвиден в Регламент 2017/2195, за периодите когато не е имало задействане на балансираща енергия, се различава от прилагания към момента от ОПС. В такива периоди, българският преносен оператор, ЕСО, прилага служебна цена, която е различна в случаите на недостиг и излишък.</p> <p>ЕСО изготви предложение за въвеждане на единна балансираща цена, но това е огромна промяна в алгоритъма на балансиращия пазар, в сравнение със сегашния и е нужно време за обсъждане, съгласуване и одобрение. За да бъде въведен успешно този нов модел за балансиращия пазар, е необходима замяна</p>

		<i>съответния период на сетълмент)</i>	на сегашния 60-минутен период на уреждане на дисбалансите, с 15-минутен. Срок за изпълнение: 31 декември 2022 г.
2.6	ЕСО	<i>Въвеждане на период за уреждане на дисбаланса от 15 мин. (чл. 8 на Регламент 2019/943)</i>	<p>ОПС има техническата възможност да въведе 15-минутен период за уреждане на дисбаланса, от януари 2021 г., съгласно изискванията на член 52 (1) на Насоките за балансиране.</p> <p>Въпросът засяга и наличността на 15-минутни продукти, търгувани на борсата. Борсовият оператор поиска от Регулатора дерогация. Преносният оператор не приема дерогация след края на 2021 г., тъй като стандартните продукти за балансираща енергия са моделирани с 15-минутна резолюция, като се очаква през 2022 г. балансиращите платформи да функционират.</p> <p>Националният регулаторен орган се очаква да одобри дерогация за въвеждането на 15-минутен период на уреждане на дисбалансите до въвеждането на 15-минутна пазарна времева единица на пазарни сегменти ден напред и/или в рамките на деня за Българска Независима Енергийна Борса ЕАД, но не по-късно от 31.12.2022 г.</p> <p>Срок за изпълнение: до 31 декември 2022 г.</p>
3	Дългосрочен пазар, пазари ден напред и в рамките на деня		
3.1	ЕСО, БНЕБ	<i>Пазарни обединения във времевия хоризонт „ден напред“</i>	<p>Отчитайки географското положение на България и съседните държави, възможностите за пазарни обединения зависят от следните фактори:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Румъния е част от пазарното обединение 4М МС (местното обединение на Румъния, Унгария, Чехия и Словакия). До стартирането на Междинния проект (пазарното обединение на границите DE-AT-PL с 4М) в края на 2018 г., беше невъзможно стартирането на проект за обединение на пазарите на българско-румънска граница (проект BGRO МС), поради техническа несъвместимост между пазарни обединени 4М МС и МРС. Вече се работи по стартирането на проект за обединение на пазарите на българо-румънска граница, който да стартира, максимално бързо (до 3 месеца) след стартирането на Междинния проект. Многократното отлагане на старта на Междинния проект повлия негативно и на въвеждането в реална работа на проект BGRO

			<p>МС. Към настоящия момент, проектът се очаква да стартира до м. август 2021 г.</p> <ul style="list-style-type: none">• От 01.11.2020 Гърция има действащ пазар ден напред в съответствие с европейската законодателна рамка. Стартиралото през месец декември пазарно обединение на гръцко-италианската граница ще бъде последвано от стартирането и на пазарно обединение с България. С цел максимално бързото стартиране на проекта за пазарно обединение, гръцките и българските преносни и пазарни оператори, подкрепени от националните регулаторни органи, подадоха заявление за присъединяване на българската пазарна зона чрез граница BG-GR към инициативата IBWT (Italian borders working table). Очаква се пазарно обединение на българо-гръцката граница да се реализира през април 2021 г.• Северна Македония – през 2018 г. се подписа меморандум за обединение на пазарите ден напред на двете страни, като инициативата се осъществи в рамките на Програмата за свързване на енергийните пазари на страните от Западните Балкани (инициатива WB6), реализирана от Секретариата на Енергийната общност. След провеждането на няколко срещи по проекта, се достигна етап, на който са необходими законодателни промени в нормативната уредба на Северна Македония, които да гарантират организация на пазара в съответствие с Регламент 2015/1222. През месец септември 2020 г., борсовият оператор на Република Северна Македония (МЕМО), беше посочен за номиниран оператор на пазара на електроенергия (НОПЕ). Това предостави възможност за подновяване на проекта за пазарно обединение във времеви сегмент „ден напред“ на българо-македонската граница. Проектът е базиран на принципите и процедурите за изпълнение на единното европейско пазарно обединение ден напред (SDAC). Операторите на преносни системи и НОПЕ на Република България и Република Северна Македония стартираха отново активна работата по проекта. Очаква се пазарното обединение да се реализира през първото тримесечие на 2022 г.• Република Сърбия – през 2018 г. стартираха преговори за тристранно обединение между България, Сърбия и Хърватска. През 2019 г. страните изготвиха анализ на предпоставките и осъществимостта на проекта, който документ беше съгласуван тристранно. Дейностите по проекта продължават, като част от необходимите следващи стъпки са свързани със законодателни
--	--	--	--

			промени в нормативната уредба на Република Сърбия, с цел да се гарантира организация на пазара в съответствие с Регламент 2015/1222. Очаква се пазарното обединение да се реализира във времеви хоризонт след 2021 г.
3.2	ЕСО, БНЕБ	<i>Пазарни обединения във времеви хоризонт „в рамките на деня“</i>	<p>ЕСО и БНЕБ участваха във втората вълна на пазарното обединение на пазарите в рамките на деня посредством българо-румънска граница, като от 19 ноември 2019 г. са част от SIDC като оперативни стани.</p> <p>Пазарното обединение на българо-гръцката граница във времеви интервал в рамките на деня, посредством участие в третата вълна за пазарно обединение SIDC, трябваше да се осъществи чрез локален проект LIP 14, в който участват и всички италиански граници. ЕСО и българският борсов оператор са част от проекта и са готови за изпълнението на всички тестове по проекта, който се очаква да стартира през май 2021 г. Тъй като гръцките страни не могат да изпълнят задълженията си по сключеното споразумение и да участват в планираните тестове, защото нямат техническа готовност, това ще засегне българо-гръцката граница, което ще доведе до отлагане на старта за по-късен етап, когато гръцките участници имат готовност, най-вероятно в края на 2021 г.</p>
4	ПАЗАР НА ДРЕБНО		
4.1	МЕ	<p><i>При поддържане на някаква форма на ценова намеса, трябва да се прецени дали въпросната мярка може да се счита за задължение за обществена услуга по смисъла на Директива 2019/944/ЕО (член 9).</i></p> <p><i>Наличието на публични интервенции в ценообразуването е възможно само при изпълнение на условията, посочени в чл. 5 на Директива 2019/944.</i></p>	<p>Небитови потребители</p> <p>Либерализацията на небитовите потребители влезе в сила от 1 октомври 2020 г. чрез допълнение и изменение на Закона за енергетиката.</p> <p>От тази дата, всички небитови потребители, включително микро-предприятията, вече не се снабдяват при условията на регулирани цени, а сключват договори с търговци по свободно договорени цени.</p> <p>С цел избягване на стресови ситуации, преходът към либерализирания пазар за небитовите потребители е плавен, като е предвидено възможност, ако до 30.09.2020 г. небитов потребител не е избрал нов доставчик, то последният, служебно, да сключи типов договор с досегашния си доставчик (крайния снабдител), с период на доставка от 01.10.2020 – 30.06.2021 г. Съдържанието и клаузите на типовите договори са одобрени от Регулатора, като цените са пазарно определени.</p>

1. Доставчиците са свободни да определят цената, на която предоставят електроенергия на клиентите си. Държавите членки предприемат подходящи действия, за да **гарантират ефективната конкуренция** между доставчиците.

2. Държавите членки **гарантират** защитата на енергийно бедните и уязвимите битови клиенти съгласно членове 28 и 29 чрез социалната си политика или чрез други средства, **различни от публичните интервенции в определянето на цените за доставката на електроенергия.**

3. Чрез дерогация от параграфи 1 и 2 държавите членки могат да прилагат публични интервенции при определянето на цените за доставка на електроенергия за енергийно бедните или уязвимите битови клиенти. Тези публични интервенции са обвързани с условията, посочени в параграфи 4 и 5, които включват, но не само: предлагане на договори с динамични цени, създаване на платформа за конкурентни пазарни оферти и възможности за икономии на конкурентния пазар, интелигентни измервателни устройства или икономически обоснован анализ за отлагане на масовото въвеждане, задължително монтиране на интелигентни устройства при поискване от потребител и т.н.

Домакинства

При либерализацията ще се прилагат мерки, които да гарантират плавен и поетапен преход за битовите клиенти към либерализиран пазар на електрическа енергия, от регулирани цени през частичното им регулиране до изцяло отпадане на регулацията им. Този поетапен преход ще продължи до 31.12.2024 г.

Българската страна разбира необходимостта от прилагането на инструмент за подкрепа на битовите потребители с цел насърчаване на конкуренцията, като затова възнамерява поетапно да постигне пълната либерализация на пазара и респективно, да спазва разпоредбите на Директива 2019/944.

След като България заяви официално намеренията си за поетапното либерализиране на пазара на дребно, се очаква това да даде ясен сигнал на участниците на пазара - крайни снабдители и търговци, относно необходимостта да станат активни и конкурентни на пазара, за да запазят или привличат нови клиенти. Очаква се постепенната либерализация да ги стимулира да са по-активни на пазара и да предлагат набор от услуги, които по-точно отразяват спецификите на потребление на отделните групи клиенти.

Осъзнавайки ползите от създаването на инструмент за сравнение на офертите за доставка на електрическа енергия, който да е достъпен за всички битови клиенти, за да позволи сравнение на пазарните оферти, страната направи промени в Закона за енергетиката, предвиждайки този инструмент да е в действие в началото на 2021 г. под администрацията на националния регулаторен орган.

Процесът на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия за битовите клиенти е обвързан с въвеждането на механизъм за защита на уязвимите клиенти на електрическа енергия в съответствие с Директива 2009/72, преработена с Директива 2019/944 за вътрешния пазар на електрическа енергия (виж т. 1.2).

Срок за изпълнение: до 31 декември 2024 г.

4.2	ME	<p><i>Дефиниране на концепциите за уязвими потребители и енергийна бедност, защита на уязвимите потребители</i></p>	<p>В своя Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата, нотифициран пред Европейската Комисия в началото на годината, България е определила цели, свързани с намаляване на енергийната бедност и защита на уязвимите потребители, както и политики и мерки за постигането на тези цели. Поставените цели са свързани с осигуряване на адекватна защита за енергийно бедните лица и прилагане механизъм за защита на уязвимите потребители при стартиране на процеса към пълна либерализация на цените на електрическата енергия за крайните клиенти, в това число и битовите.</p> <p>С транспонирането на разпоредбите на Директива 2019/944 в националното законодателство, България планира да определи критерии за идентифициране на домакинствата в положение на енергийна бедност, като вземе предвид критериите, предвидени в Директивата, като ниски доходи, високи енергийни разходи като дял от разполагаемия доход и ниска енергийна ефективност. Това ще позволи изготвянето на оценка на броя домакинствата в положение на енергийна бедност съгласно член 3, параграф 3, буква г) от Регламент (ЕС) 2018/1999 относно управлението на енергийния съюз и действията в областта на климата и евентуалното поставяне на индикативна цел за намаляването ѝ.</p> <p>Към настоящия момент, България не планира въвеждането на публични интервенции.</p> <p>Срок за изпълнение: 31 декември 2021 г.</p>
-----	----	---	---