

ВЕИ и базовите мощности

Анализ на независим енергиен експерт по поръчка на За Земята

Съдържание:

1. Регулирани цени на електроенергията и ролята на обществения доставчик (НЕК)	1
2. Преносни и разпределителни мрежи - управление на мрежата и ролята на оператора на преносната мрежа (ЕСО)	2
3. Споразумения за закупуване на електроенергия (СИЕ) от ВЕИ с независими производители на електроенергия (IPP)	3
4. Гъвкавост по отношение на потреблението	6
5. Самостоятелно производство и енергийни общности	7
6. Инфраструктура за водород	9
7. Потенциал за ВЕИ	10
8. Ползи и предизвикателства при използването на ВЕИ	15
9. Въздействие на децентрализацията върху цените за крайните потребители	16
10. Заключение:	18

Делът на базовите мощности - въглищна и ядрена енергия - в общото производство на електроенергия в България е най-високият в Европа, сравним с този в Полша, която е силно зависима от въглищата, и Франция, където делът на ядрената енергия е повече от две трети от общото производство на електроенергия през 2021 г. Това, че базовите мощности преобладават в производството на електроенергия в България предопределя силно централизираната енергийна система в страната, която разчита на няколко големи енергийни обекта, един-единствен държавен оператор на електропреносна мрежа и на регулирани цени на електроенергията за крайните потребители.

Основните фактори, които оказват влияние върху децентрализацията на електроенергийната система, са анализирани накратко по-долу.

1. Регулирани цени на електроенергията и ролята на обществения доставчик (НЕК)

През 2021 г. повече от 70% от общото количество на електроенергия, продадено от крайните снабдители на промишлените и битовите потребители, е закупено от обществения доставчик (НЕК) на регулирани цени.

Аргументите за запазване на регулираните цени за крайните потребители са, че те осигуряват защита на уязвимите потребители и служат като мярка срещу енергийната бедност. Начинът, по който те се определят обаче възпрепятства либерализацията на пазара, тъй като миксът от електроенергия на НЕК за регулирания пазар се формира въз основа на непазарни компоненти: дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия с МИ1 и МИ3 (гарантирано изкупуване на електроенергията от въглищните централи), задължителна квота за МИ2, квота за АЕЦ „Козлодуй“, за да се

стимулират високите цени на въглищните централи; евтина електроенергия от собствените водноелектрически централи на НЕК и значителни финансови компенсации от Фонда за сигурност на електроенергийната система. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ компенсира 40% от разходите на НЕК за електроенергийния микс за регулирания пазар през настоящия регулаторен период.¹

Регулираните цени налагат на електроразпределителните дружества да купуват електроенергия за своите крайни потребители от обществения доставчик. Ако трябва да купуват електроенергия на свободния пазар, за тях би било трудно да запазят такива регулирани цени, тъй като на свободния пазар няма конкурентни предложения - например останалата част от евтината електроенергия от АЕЦ „Козлодуй“ (която не е разпределена на регулирания пазар) се продава двустранно на избрани посредници/търговци и се препродава с цел печалба, т.е. не е достъпна за конкурентно предлагане на борсата. Ако крайните снабдители купуват електроенергията си на свободния пазар (Българската енергийна борса), те не биха могли да постигнат достатъчно ниски продажни цени за крайните потребители. От друга страна, дългосрочните споразумения за изкупуване на електроенергия (СИЕ) с независими производители все още не са достатъчно популярни, за да могат крайните снабдители да фиксират цените на електроенергията за няколко години напред; освен това има твърде малко независими производители на електроенергия, които имат по-големи производствени мощности, а българската енергийна система, включително мрежата, управлявана от оператора на преносната мрежа, все още не е достатъчно технологично напреднала, за да позволи интелигентно управление на множество съоръжения за производство на електроенергия от ВЕИ, точно прогнозиране и планиране в почти реално време. Поради това, при ниски регулирани цени, ограничено предлагане на свободния пазар, монополна преносна мрежа и недостатъчно развита ИТ инфраструктура, за крайните снабдители има малко стимули и възможности да закупуват своя електроенергиен микс изцяло от свободния пазар.

Накратко, общественият доставчик продава на крайните снабдители електроенергия на непазарни цени, а те от своя страна я продават на крайните потребители на непазарни цени. Тази структура е в противоречие с основните принципи на либерализирания пазар на електроенергия, при който крайните потребители следва да се възползват от пазарните цени, понижени от свободната конкуренция между участниците на пазара. Крайните потребители би трябвало също така да могат да сменят доставчика си, ако им бъдат предложени по-благоприятни условия. На практика това е невъзможно, тъй като пазарът на дребно е абсолютно неконкурентен. Либерализацията на пазара може да бъде постигната единствено чрез премахване на ролята на обществения доставчик. Защитата на крайните потребители от енергийна бедност може да бъде постигната чрез комбинация от други механизми, чрез класификация и многостепенна защита на уязвимите групи, подобряване на енергийната ефективност в домовете, обучение за управление на потреблението на енергия и т.н., а не непременно чрез изкривяване на свободния пазар с ролята на обществения доставчик.

¹ https://www.dker.bg/uploads/reshenia/2023/res_c_14_23.pdf

2. Преносни и разпределителни мрежи - управление на мрежата и ролята на оператора на преносната мрежа (ЕСО)

България разполага с много добре развита електропреносна и електроразпределителна мрежа от гледна точка на материалната инфраструктура. Електроенергийният системен оператор има възможност ефективно да управлява както вътрешносистемните, така и трансграничните мощности. Последният пазарен доклад на ENTSO-E потвърждава, че България спазва изискването за минимум 70 % капацитет за трансгранична търговия по оста България - Румъния <-> България - Гърция². Независимо от това, на електропреносния оператор все още му липсват гъвкавост и дигитална бързина за динамично управление на графици за доставка почти в реално време, поради значителното изоставане по отношение на дигиталната трансформация на системите за мониторинг, прогнозиране и управление на графици. Понастоящем пазарните участници подават графици на ЕСО ежедневно с почасова детайлност, докато в Централна и Западна Европа графици могат да се актуализират непрекъснато до 30 минути преди доставката (в рамките на деня). Липсата на управление на графици в реално време не позволява ефективно намаляване на системните неравновесия, причинени от разминаването между планираните и действителните производствени графици на съоръженията за ВЕИ.

Този недостатък се преодолява чрез инвестиция С4.14 от Националния план за възстановяване и устойчивост: Дигитална трансформация и развитие на информационните системи и системите реално време на ЕСО³. Освен дигиталната трансформация, изпълнението на програмата следва да доведе и до разширяване на капацитета на електроенергийната система за включване на нови мощности за производство на енергия от ВЕИ и увеличаване на междусистемния преносен капацитет чрез оптимизиране и подобряване на ефективността на управлението на съществуващата инфраструктура.

3. Споразумения за закупуване на електроенергия (СИЕ) от ВЕИ с независими производители на електроенергия (IPP)

Споразуменията за изкупуване на електроенергия между крайни потребители/търговци на енергия и независими производители на електроенергия от ВЕИ се считат за стимулиращ фактор за внедряване на ВЕИ и набират все по-голяма популярност на либерализираните пазари на електроенергия. Съществуват два вида СИЕ: преки/физически и финансови/виртуални. Ползите и предизвикателствата се различават в зависимост от вида, но като цяло СИЕ:

- 1) позволяват на търговците/потребителите да фиксират цената на електроенергията - не непременно на ниска цена, но определено на предвидима цена - за дълъг период от време, като по този начин представляват механизъм за предпазване от риска от нестабилност на пазарните цени;

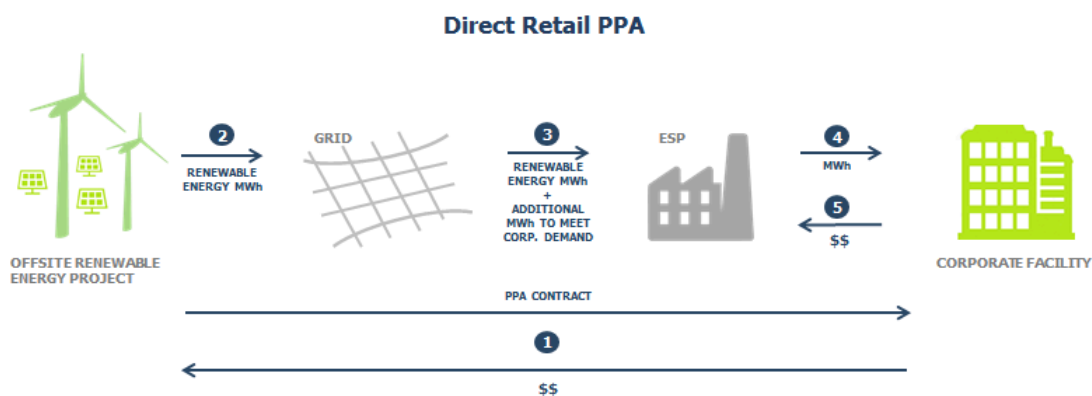
²

https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/nc-tasks/ENTSO-E_Market_Report_2023.pdf

³ <https://www.eso.bg/doc?ctem>

- 2) позволяват на независимите производители на електроенергия да изграждат устойчиви дългосрочни бизнес планове и улесняват вземането на решения за инвестиционни проекти, тяхното одобрение и възможност за финансиране;
- 3) гарантират на потребителя произхода на електроенергията от възобновяеми източници за срока на действие на СИЕ - това е особено важно за корпоративни клиенти, чиито политики за устойчивост изискват потребление на електроенергия изключително или предимно от ВЕИ;
- 4) позволяват на търговците по-плавно и ефективно управление на портфолиото, особено когато виртуалните електроцентрали се използват за планиране на производството и доставките.

Фигура 1. Директно споразумение за изкупуване на енергия на пазара за търговия на дребно



Източник: [Active Energy Management Blog](https://www.activeenergymanagement.com/blog/2019/01/22/direct-retail-ppa/), 2019 г.

Тъй като директните СИЕ се сключват директно между производителите на енергия от ВЕИ и корпоративните потребители, те допринасят значително за децентрализацията на енергийната система, тъй като изискват двете страни по споразумението да се намират във физическа близост - в една и съща мрежова зона помежду си. При директните СИЕ електроенергията от съоръжението за производство на енергия от ВЕИ е собственост на потребителя в момента на нейното производство и се доставя директно до потребителя чрез съществуващата преносна мрежа.

Предизвикателствата при този вид СИЕ са несъответствията между предвидените и действителните графици за доставка и потребление, както и рисковете от прекъсване на електроснабдяването в случай на планови ремонти на съоръженията за производство на електроенергия и аварийни прекъсвания. Те могат да бъдат преодолени чрез допълнителни или тристранни споразумения с търговци на електроенергия/представители на балансиращи групи, които могат да осигурят балансираща мощност, да изтеглят излишната електроенергия и да покрият недостига на доставка от спот пазара (в рамките на деня).

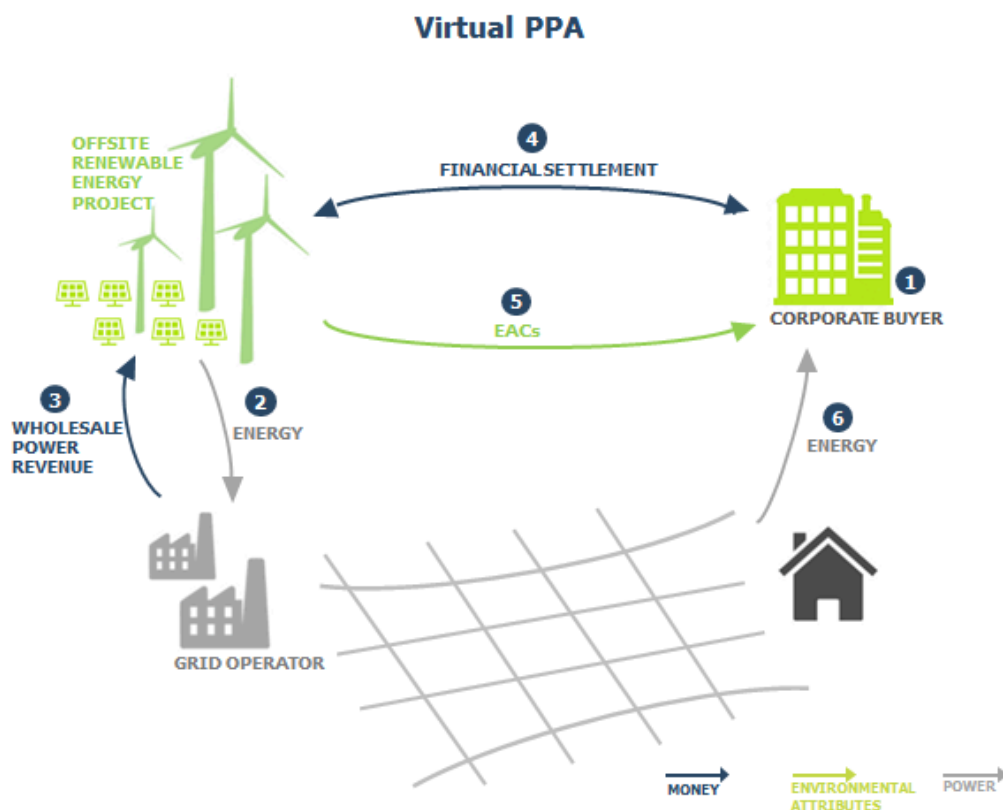
Виртуалните СИЕ се различават значително от преките СИЕ по това, че електроенергията от възобновяеми източници не се доставя физически директно от съоръжението за производство на електроенергия до потребителя. Вместо това има търговец на електроенергия, предприятие за обществени услуги или мрежови оператор,

който действа като посредник в процеса. Посредникът поема риска от дългосрочните променливости на пазарните цени, но също така може да получи значителни дългосрочни печалби от очакваното увеличение на цените на електроенергията. От една страна, за да се стимулират инвестициите в проекти за ВЕИ, и от друга страна, за да се подпомогне управлението на риска от колебанията на пазара за търговеца, се използват договори за разлика, известни във финансовия свят като инструмент „замяна на фиксирана цена срещу плаваща цена“. По този начин производителите на електроенергия от ВЕИ имат гарантирана възвръщаемост на инвестициите, докато изкупвачите имат възможност да печелят от разликата между фиксираната цена на изкупуване и плаващата пазарна цена на електроенергията, произведена от съоръжението за ВЕИ.

Тъй като електроенергията във виртуалните СИЕ не се движи директно от производител към потребител, нейният произход от ВЕИ се гарантира пред потребителя чрез гаранции/сертификати за произход. Недостигът или излишъкът в количеството произведена електроенергия в сравнение с прогнозните графици се балансира от посредника/доставчика.

Независимо от неоспоримите ползи от въвеждането на СИЕ, масовото им прилагане все още е изпълнено с практически предизвикателства, главно поради факта, че дългосрочното разпределение на капацитета на преносната мрежа не може да бъде напълно гарантирано от операторите на преносната/разпределителната мрежа.

Фигура 2. Виртуален PPA / Споразумение за закупуване на електроенергия (СИЕ)



Източник: [Active Energy Management Blog](https://www.activeenergymanagement.com/blog/virtual-ppa/), 2019 г.

В България вече има няколко примера за дългосрочни СИЕ, които снабдяват големи корпоративни потребители с електроенергия от соларни паркове, сред които:

- 1) През 2022 г. Реналфа подписа договор за доставка на електроенергия с А1 България за 20 GWh годишно през следващите десет години⁴;
- 2) Съвместното предприятие Etem - Gestamp подписа десетгодишен СИЕ през 2022 г. с българския ВЕИ инвеститор Private Equity Fund - Growth за 4 GWh слънчева енергия годишно;
- 3) От юни 2023 г. през следващите десет години Електрохолд Трейд ще снабдява Yettel и SETIN с електроенергия от ВЕИ от най-големия соларен парк в България до момента - Верила⁵.

От тези примери става ясно, че дългосрочните договори са по-скоро все още изключение, отколкото правило, що се отнася до избора на доставка на електроенергия от страна на корпоративните клиенти. Все още има твърде малко производствени мощности, които могат да предлагат по-големи количества електроенергия чрез СИЕ. Положително развитие все пак е предлагането на услуги по управление на СИЕ от страна на енергийните дружества в България⁶.

4. Гъвкавост по отношение на потреблението

Гъвкавостта по отношение на потреблението може да бъде ефективен инструмент за балансиране и определяне на натоварването в една електроенергийна система, в която преобладават ВЕИ. Нейната цел е да задейства незабавно реагиране на търсенето за увеличаване, намаляване или прехвърляне на потреблението на електроенергия, когато системата е в недостиг или излишък, или за намаляване на пиковото натоварване. Според анализа на IRENA относно гъвкавостта на търсенето, който се позовава на Международната агенция по енергетика, годишният потенциал за гъвкавост на търсенето в света (изразен като сума от гъвкави товари) понастоящем е 4000 TWh, като се очаква да нарасне до 7000 TWh през 2040 г. Това се равнява на повече от 120 пъти крайното годишно потребление на електроенергия в България.

Гъвкавостта по отношение на потреблението е възможна както за промишлените, така и за битовите потребители на електроенергия и може да приеме различни форми - от решения, свързани със свързване на различни сектори (напр. преобразуване на електроенергията в топлинна енергия, преобразуване на електроенергията във водород и т.н.), през управление на работните режими на електроуредите (напр. домашни или промишлени хладилници, климатици и т.н.) до прехвърляне на натоварването към енергоемки промишлени процеси (напр. производство на стомана). Във всеки случай ефективното управление на потреблението изисква прилагането на много прецизни цифрови технологии, като например интелигентни измервателни уреди, сензори, комуникационни технологии, Интернет на нещата (IoT). Ефикасната гъвкавост по отношение на търсенето е свързана и с включването на множество разпределени

⁴ <https://balkangreenenergynews.com/a1-bulgaria-signs-solar-ppa-with-renalfa/>

⁵ <https://ermzapad.bg/bg/za-medii/novini/naj-golyamata-fotovoltaichna-centrala-v-blgariya-fec-verila-veche-e-v-eksploataciya/>

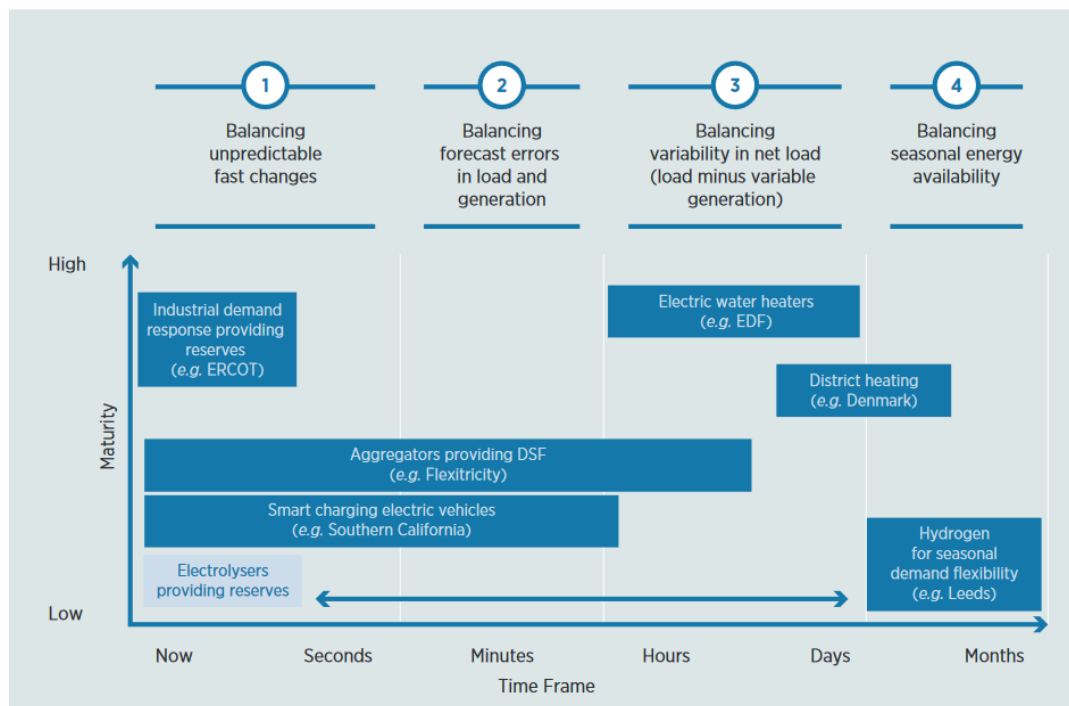
⁶ <https://toki.bg/en/private-long-term-contracts-for-the-purchase-and-sale-of-electricity/>

(децентрализиран) ресурси в разпределителната мрежа и с присъединяването на микромрежи за предоставяне на услуги по регулиране и управление на товара.

Участниците в гъвкавостта от страна на потребителите се разглеждат като оператори на виртуални електроцентрали - агенти, които обединяват множество участници на пазара (потребители, производители и др.), за да се оптимизира балансирането/прехвърлянето на натоварването от страна на потребителите. Програмите за гъвкавост от страна на потребителите биха били по-лесни за прилагане в децентрализиран енергийни системи, тъй като по-малките системи са по-лесни за управление. Въпреки това гъвкавостта по отношение на потребителите може да бъде също толкова ефективна и в централизираните енергийни системи.

Реални примери за гъвкавост по отношение на търсенето са показани на следното изображение:

Фигура 3. Примери за гъвкавост по отношение на търсенето



Източник: Гъвкавост на потребителите за трансформация на енергийния сектор, Аналитична справка, IRENA, 2019 г.

Гъвкавостта на потребителите е много слабо развита в България - представена е само под формата на дневна и нощна тарифа за електроенергия за крайните потребители на регулирания пазар. Някои битови потребители използват приложения на Интернет на нещата, за да управляват профила на битовото си потребление на електроенергия, но това не е в отговор на възможности за по-ниски цени или предупреждения за дисбаланс на системата. Въвеждането на интелигентни измервателни уреди се разглежда по-скоро като средство за по-точно прогнозиране на натоварването, а не като инструмент в подкрепа на гъвкавостта на търсенето.

Нито Националният план за възстановяване и устойчивост, нито Интегрираният план за енергетика и климат предвиждат мерки, които да са насочени към насърчаване на гъвкавостта по отношение на потребителите в България.

5. Самостоятелно производство и енергийни общности

Енергийните общности са определени в Директивата за възобновяемата енергия (2018/2001) като юридически лица с нестопанска цел, създадени въз основа на доброволно участие на физически лица, МСП и/или местни органи (например общини), и целящи да осигурят екологични, икономически или социални ползи за местните общности за своите акционери или членове или за районите, в които се намират.⁷

Енергийните общности - или енергийните кооперативи - са вид децентрализирани малки енергийни системи, които произвеждат сами електроенергия, а в някои случаи - и топлина и вода за собствено потребление. Следователно те действат като обединен „произвеждащ потребител“ (активен клиент) с множество индивидуални участници, които споделят енергийните ползи. Енергийните общности могат да бъдат напълно независими или пък да са част от разпределителната мрежа, за да продават излишната електроенергия или да купуват електроенергия в случаи на недостиг на собствени запаси. Във всеки случай, тъй като използват ВЕИ за производство на електроенергия, те неизбежно се сблъскват с предизвикателства, свързани с балансирането на системата, което изисква или решения за съхранение на енергия, или свързване с разпределителната мрежа, което от своя страна поставя предизвикателства, свързани с планирането.

Според неотдавнашно проучване в момента в страните от ЕС има близо 10 000 енергийни общности, като начело е Германия, в която се намират повече от половината от тях⁸. Германия е сред шестте европейски държави, които - според REScoop.eu - до декември 2022 г. са възприели добри практики при транспонирането на Директивата за енергията от възобновяеми източници и Директивата за вътрешния пазар на електроенергия в националните си законодателства, което позволява създаването и функционирането на енергийни общности.

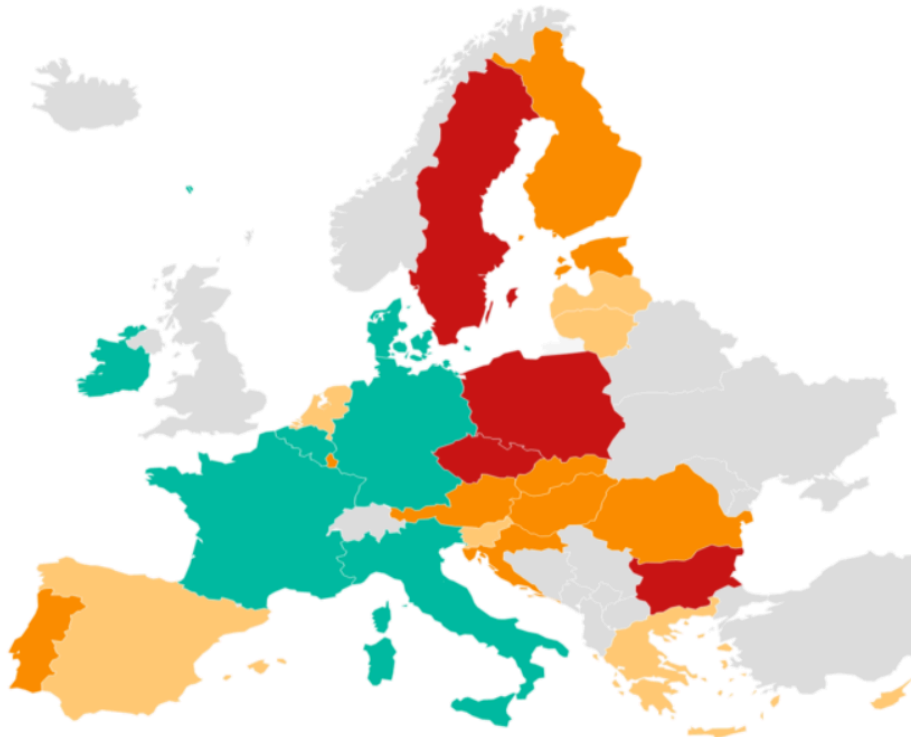
7

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

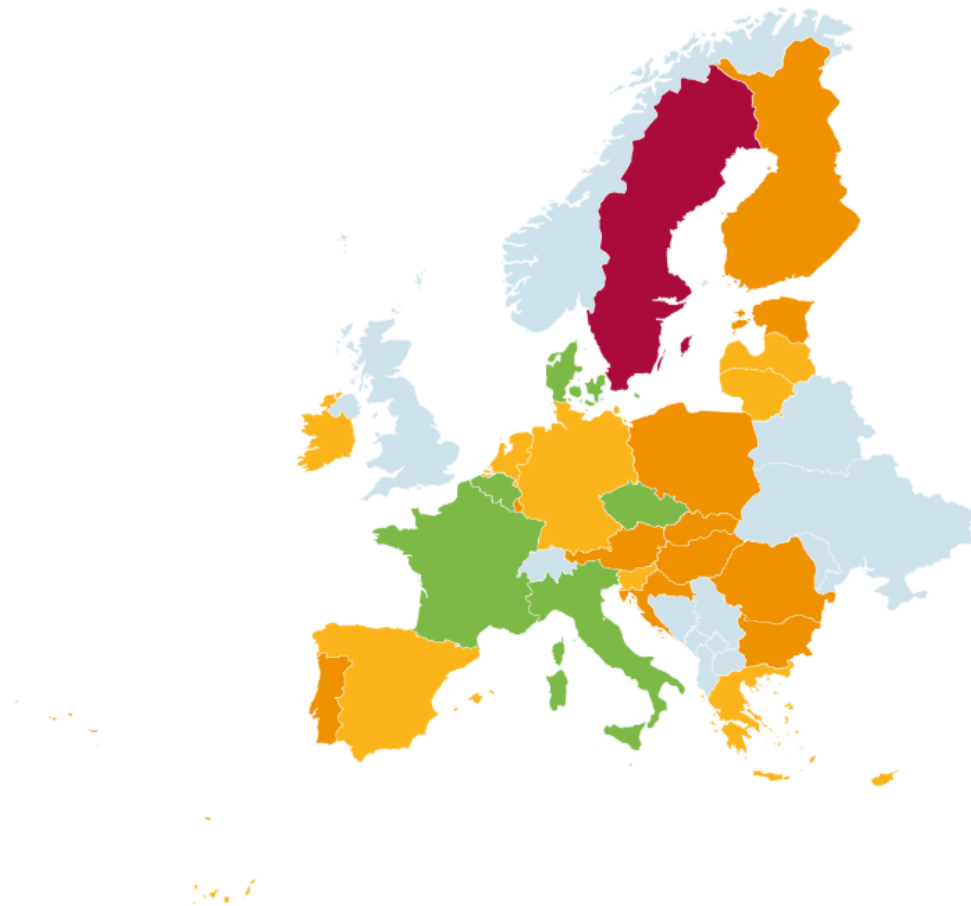
⁸ <https://www.balcanicaucaso.org/eng/Areas/Balkans/Europe-and-energy-communities-223982>

State of the transposition of EU law into national law

Bad transposition Substantial deficiencies Average progress Good practice



Моментна снимка на транспонирането към средата на 2023 г.



REC and CEC definitions - Updated April 2024

Източник: REScoop.eu, Transposition Tracker

В моментната снимка към април 2024 г. виждаме, че България има частично подобрение, но все още има доста работа по транспонирането.

Енергийните общности не само са път към децентрализация на енергийната система, но и мощен инструмент, който би могъл да намали енергийната бедност и да даде възможност на хората да достигнат и поддържат достоен стандарт на живот. За съжаление, въпреки че в Националния план за възстановяване и устойчивост бегло се споменава необходимостта от насърчаване на енергийните общности в България, все още не са предприети конкретни мерки за приемане на съответното законодателство за транспониране на съответните европейски директиви. Въпреки липсата на законодателна рамка, която да позволява създаването на енергийни общности в България, първата такава вече е факт в село Белозем, област Пловдив.⁹

6. Инфраструктура за водород

През 2022 г. Министерството на иновациите и растежа извърши Оценка на потенциала за развитие на водородни технологии в България, въз основа на която през април 2023 г. Министерският съвет одобри Национална пътна карта за подобряване на условията и

⁹

<https://www.rescoop.eu/news-and-events/stories/june-success-story-pioneering-community-energy-in-bulgaria>

разгръщане на потенциала за развитие на водородните технологии и механизмите за производство на водород¹⁰. Документът е изготвен в изпълнение на реформа C4.R7 от Националния план за възстановяване и устойчивост.

Планът за изпълнение на пътната карта за развитие на водородното стопанство включва - освен научноизследователска и развойна дейност и развитие на човешкия капитал - следните дейности за изпълнение на стратегическата цел за използване на водорода за декарбонизация на икономиката и като алтернатива на други енергийни ресурси:

- 1) Пилотни проекти и инсталации за зелен водород; водородна долина;
- 2) Оценка на потенциала на България за производство и износ на зелен водород;
- 3) Анализ на перспективите и план за бъдещето на газопреносните и газоразпределителните мрежи в България;
- 4) Анализ на възможностите за сезонно съхранение на зелен водород в България;
- 5) Декарбонизация на транспортния сектор чрез насърчаване на тежкотоварни автомобили с горивни клетки, развитие на инфраструктура за зареждане и оценка на потенциала за производство на транспортни горива от небиологичен произход.

Първият малък проект за водородна долина в България¹¹ стартира през 2023 г. и би трябвало да бъде завършен в рамките на 5 години от началото на проекта. Той ще бъде разположен в Маришкия басейн и ще включва 2 електролизни съоръжения, които ще произвеждат 500 тона зелен водород годишно от електричество от слънчеви панели. Една от идеите на проекта е част от това количество да се използва като гориво, което ще се смесва с изкопаем газ за пилотна 20 MW газова турбина в ТЕЦ „Марица Изток 2“.

Само потенциалът на енергийния комплекс „Марица Изток“ за производство на електроенергия от соларни панели се оценява на 21 GW инсталирана мощност¹², която може да се използва частично за производство на зелен водород. При ефективност на соларните панели от 20 %, през дневните часове при оптимално слънчево греене могат да се произвеждат 400 MW електроенергия. Това се равнява на инсталираната мощност на двете въглищния парни турбини в ТЕЦ „Марица Изток 2“ (170 MW + 230 MW). Част от електроенергията, произведена от слънчевите панели, може да се използва за производство на зелен водород, който от своя страна може да се съхранява през деня и да се преобразува в електроенергия през нощните часове без слънцегреене.

7. Потенциал за ВЕИ

От горното става очевидно, че в България има голям потенциал за развитие на възобновяемите енергийни източници и децентрализация на енергийната система.

¹⁰

<https://www.mig.government.bg/wp-content/uploads/2023/04/nacionalna-patna-karta-za-podobryavane-na-usloviyata-za-razgrasthane-na-potencziala-za-razvitie-na-vodorodnite-tehnologii-i-mehanizmite-za-proizvodstvo-o-i-dostavka-na-vodorod.pdf>

¹¹ <https://economy.bg/bulgaria/view/54250/Kakvo-predstavlyava-vodorodnata-dolina-v-Stara-Zagora>

¹²

<https://www.mig.government.bg/wp-content/uploads/2023/04/oczenka-na-potencziala-za-razvitie-na-vodorodnite-tehnologii-v-republika-balgariya-2022.pdf>

По-долу е направен кратък, неизчерпателен преглед на приложимите технологии, инсталираните мощности и прогнозния потенциал (приблизително) в България, въз основа на данни от Електроенергийния системен оператор, Националната електрическа компания, Стратегическата визия на Министерството на енергетиката, Пътната карта за водород на Министерството на иновациите и растежа, съобщения за договорени проекти и проекти в процес на подготовка, както и оценки на потенциала на ВЕИ от различни източници.

Таблица за потенциал за ВЕИ и преходно гориво¹³

ВЕИ/Технология	Употреба	Съществуващ капацитет	Допълнителен потенциал	Бележка
LNG/ВПГ	Преходно гориво	Достъп до терминали в Гърция и Турция	~ 3,5 - 4 млрд. куб. м биопродукти ¹⁴	Производство на електроенергия - преходни/заместващи мощности на въглищните турбини
Газови турбини за производство на електроенергия	Заместващи базови мощности за производство на електроенергия	1307 MW ¹⁵	~2500 MW (Марица Изток 2 ~ 1100 ¹⁶ + Варна 540 + Бобов дол ~ 600 ¹⁷ + по-малки)	Позволяват смесването на природен газ с водород/преход към водород
Слънчева енергия	Производство на електроенергия; производство на зелен водород	1726 MW ¹⁸	12 GW ¹⁹	Трябва да се увеличат покривните инсталации в допълнение на наземните
Вятърна енергия	Производство на електроенергия; производство на зелен водород	705 MW	3400 MW ²⁰ / 4000 MW	Наземни и офшорни; има благоприятни географски и климатични условия
Голяма ВЕЦ	Производство на електроенергия;	2737 MW	1270 MW	Големи ВЕЦ, притежавани от НЕК + ВЕЦ на река Дунав

¹³ Бел. ред. Към настоящия момент е възможно някои от дадените цифри вече да не са актуални

¹⁴

<https://balkangreenenergynews.com/bulgaria-secures-access-to-turkish-lng-terminals-for-natural-gas-imports/>

¹⁵ <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4528>

¹⁶

<https://bankwatch.org/blog/in-bulgaria-a-cautionary-tale-for-the-energy-transition-as-country-abandons-coal-to-gas-switch>

¹⁷

<https://balkangreenenergynews.com/two-bulgarian-coal-power-plants-to-be-converted-to-natural-gas-hydrogen/>

¹⁸ <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4528>

¹⁹

https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/NRRP/%D0%B2%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%8F_2023-2053_1.pdf

²⁰ <https://www.evwind.es/2023/06/25/the-growing-importance-of-wind-power-in-bulgaria/92440>

	балансирана мощност (помпено-акумулираща)			
Малка ВЕЦ	Производство на електроенергия	477 MW	N/A; 150 – 200 MW по непроверени данни	Разширяване на капацитета на съществуващите ВЕЦ, интегрирани в системите за водоснабдяване ²¹
Геотермална енергия	Отопление и охлаждане	Няма електрическа мощност	Няма електрическа мощност	Локални системи => децентрализация
Биомаса	Отопление и електроенергия (СНР)	77 MW(e) ²²	11.5 м. сухи тона/година ²³ 1300 MW(e) ²⁴	Комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия е много по-ефективно в сравнение с чистото производство на електроенергия
Помпено-акумулиращи централи	Производство на електроенергия	931 MW ²⁵	1000 MW ²⁶	
Батерии (стандартни)	Съхранение на електроенергия; балансиране	N/A	600 MW	
Водороден носител	Производство на електроенергия	N/A	1500 MW	Сезонно съхранение

²¹

<https://www.seea.government.bg/en/project-en/104-projects-en/actual-projects-en/10182-bgenery-1-001-0001-feasibility-study-of-the-use-of-hydroenergy-potential-of-existing-water-supply-systems-and-increasing-the-potential-of-existing-small-hydroelectric-power-plants-in-water-supply-system>

²² <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4528>

²³

https://www.s2biom.eu/images/Publications/WP8_Country_Outlook/Final_Roadmaps_March/S2Biom-BULGARIA-biomass-potential-and-policies.pdf

²⁴ <https://www.wbdg.org/resources/biomass-electricity-generation>

²⁵ <https://nek.bg/vec/index.php/bg/deinost/proizvodstvo-na-el-energia>

²⁶

https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/NRRP/%D0%B2%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%8F_2023-2053_1.pdf

Водород горивни клетки	- Съхранение на електроенергия; доставка на електроенергия; балансиране	N/A	N/A	Постоянно съхранение и генериране; битови и промишлени употреби
-------------------------------	---	-----	-----	---

Ако по-голямата част от този потенциал се реализира, общата инсталирана мощност от ВЕИ в България може да надхвърли 25 GW като това включва газовите турбини, захранвани с водород, но изключва производството на електроенергия от съхранен водород и обикновени батерии, може да надхвърли 25 GW. Таблицата по-долу показва приблизителната ефективност на производството на електроенергия от всяка технология за ВЕИ.

Вид	Инсталирани MW	Ефективно ст	MWh годишно
ВЕЦ	4,600	80.00%	31,280,000
Вятърна енергия	4,700	25.00%	9,987,500
Слънчева енергия	13,700	15.00% ²⁷	17,467,500
Биомаса	1,300	50.00%	5,525,000
Турбини на газ и водород	1,500	80.00%	10,200,000
Общо:	25,800		74,460,000

Като се има предвид, че общото потребление на електроенергия в България през 2022 г. е било 38 333 968 MWh, в това число загубите при преноса, акумулиращите помпи и собственото потребление на електроцентралите²⁸, посочената по-горе инсталирана мощност на ВЕИ би трябвало да осигури енергийната сигурност на страната без базови електроцентрали (ядрени и въглищни), при условие обаче, че се проучат и внедрят ефективно възможностите за съхранение. Например, технологиите за концентриране на слънчева енергия (CSP) биха могли да бъдат много подходящи за региона на Марица Изток, поради: 1) благоприятни климатични условия (значителен брой слънчеви дни в годината), 2) изобилие от земя (особено ако за изграждането на нови проекти се използва рекултивирана земя от открити мини) и 3) съществуваща инфраструктура за производство на електроенергия от парни турбини. CSP технологиите за производство на енергия от ВИ имат много по-висока ефективност от фотоволтаичните, тъй като съхраняват топлината от огледално усилената слънчева радиация в разтопена сол, пясък или други носители и я използват за захранване на парни турбини за производство на електроенергия през нощта или в часовете със слаба слънчева активност²⁹.

²⁷ Имат се предвид фотоволтаичните системи; концентрираните слънчеви системи имат по-висока ефективност, но не са споменати в стратегическите документи на българското правителство.

²⁸ <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4528>

²⁹ <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/>

8. Ползи и предизвикателства при използването на ВЕИ

Макар че ползите от масовото внедряване на ВЕИ са очевидни: значителен принос към декарбонизацията и смекчаването на последиците от изменението на климата, както и начин за децентрализация на енергийните доставки, в този процес в България има и значителни предизвикателства и недостатъци, включително, но не само:

- Бавният напредък към пълната либерализация на пазара;
- Високи капиталови разходи за нови ВЕИ проекти и липсващи финансови стимули за новоизградени проекти, което пък води до бавен напредък на нови проекти;
- Слабо развит пазар на СИЕ, което е пряко следствие от горното;
- Недостатъчно зряло законодателство и малка или никаква административна, техническа и консултантска подкрепа за енергийните общности/кооперативи;
- Много закъсняло внедряване на ИТ решения в производството на енергия, планирането, прогнозирането и управлението на мрежата, както и в междусистемната интеграция между всички участници на пазара;
- Слаба образованост/информираност на крайните потребители за тяхната роля в декарбонизацията и повишената енергийна ефективност

По-долу са представени само няколко примера за мерки за децентрализация на национално равнище, от които българските власти могат да се поучат и да възприемат като най-добри практики. Достатъчно е да следваме примера на другите, за да постигнем значителен напредък и ние.

Германия, например, е лидер в масовото внедряване на технологии за ВЕИ. Това е заслужаващо възхищение дългосрочно усилие, като се има предвид силната зависимост на страната от изкопаемите горива, особено от въглищата, в близкото минало. Освен бързото увеличаване на инсталираните мощности за вятърна и слънчева енергия в морето и на сушата, правителството е планирало да инвестира 7 млрд. евро във водородни технологии, включително за пренос³⁰, и още 550 млн. евро за сътрудничество и подпомагане на други държави в развитието на водородните технологии³¹. Страната е и лидер в насърчаването и улесняването на създаването на енергийни кооперативи от малък до общински мащаб и дори има правителствена организация, която се грижи за кооперативите (DGRV³²).

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) на Обединеното кралство, в сътрудничество с крайни доставчици и агрегатори, въведе услуга за гъвкавост на потреблението за битови и промишлени крайни потребители, като така те могат да участват активно в ефективното управление на системата, променяйки тенденцията в потреблението си в посока намаляване на потреблението и подобряване на енергийната ефективност³³.

³⁰ <https://www.iea.org/policies/11561-package-for-the-future-hydrogen-strategy>

³¹

<https://www.cleanenergywire.org/news/germany-plans-additional-eu550-million-green-hydrogen-cooperation>

³² <https://www.dgrv.de/en/>

³³ <https://www.nationalgrideso.com/electricity-explained/electricity-and-me/esos-demand-flexibility-service>

За да подпомогне внедряването на ВЕИ в енергийната си система, Гърция обяви през 2023 г. първия търг за 400 MW капацитет за съхранение на енергия от батерии. Това привлече огромен интерес, в резултат на което бяха подадени общо предложения за 3,3 GW. Това е добър пример за стимулиране на частните инвестиции в решения за съхранение на електроенергия от ВЕИ.³⁴

9. Въздействие на децентрализацията върху цените за крайните потребители

Не е реалистично да се вярва, че преминаването към електроенергия от ВЕИ на свободния пазар ще доведе до незабавно намаляване на разходите за крайния потребител. Цените за крайния потребител със сигурност ще се повишат, но трябва да се има предвид, че досега те са били поддържани на нереалистично ниски регулирани нива. Без подкрепа от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“³⁵ електроенергийният микс на НЕК би струвал на обществения доставчик 226,98 лв/MWh за настоящия регулаторен период (1 юли 2023 г. - 30 юни 2024 г.) при прогнозна пазарна цена за базов товар от около 250,00 лв/MWh, определена от Комисията за енергийно и водно регулиране.

След компенсацията от ФСЕС продажната цена на обществения доставчик за крайните снабдители е 115,80 лв/MWh³⁶ - половината от цената на електроенергийния микс за обществения доставчик.

Ако крайните снабдители могат да се възползват от СИЕ с IPP и да управляват динамично своите портфолия за доставка на електроенергия, включително на пазара „в рамките на деня“, те ще могат да предлагат на крайните си потребители цени, по-ниски от електроенергийния микс на НЕК, без подкрепа от Фонда за сигурност на електроенергийната система. За да се насърчат крайните снабдители да се стремят към гъвкавост и конкурентоспособност, е важно също така да се въведе практиката да се дава възможност на крайните потребители да сменят доставчика си. Това е разрешена от закона, но на практика е невъзможно да случва поради липса на информация, дълги и тромави процедури, липса на интеграция между крайните доставчици и - в крайна сметка - неправилно отношение към крайните потребители, като се подценява ролята им в либерализацията на пазара.

В таблицата по-долу са показани общите разходи за инсталиране, коефициентът на мощност и изравнените разходи за електроенергия (LCOE) по технологии през 2010 г. и 2020 г., а на следващата фигура е представена тенденцията на LCOE от ВЕИ между 2010 г. и 2020 г.

³⁴

<https://balkangreenenergynews.com/95-projects-with-3-5-gw-participate-in-greeces-first-battery-storage-auction/>

³⁵ The Electricity System Security Fund covers the public supplier's expenses for taking off electricity from: coal-fired TPPs as per their PPAs (including CO2 allowances), high-efficiency CHP generation, small RES (≤ 500 kW installed capacity), and a fixed amount of electricity from Maritsa East 2 TPP

³⁶ https://www.dker.bg/uploads/reshenia/2023/res_c_14_23.pdf

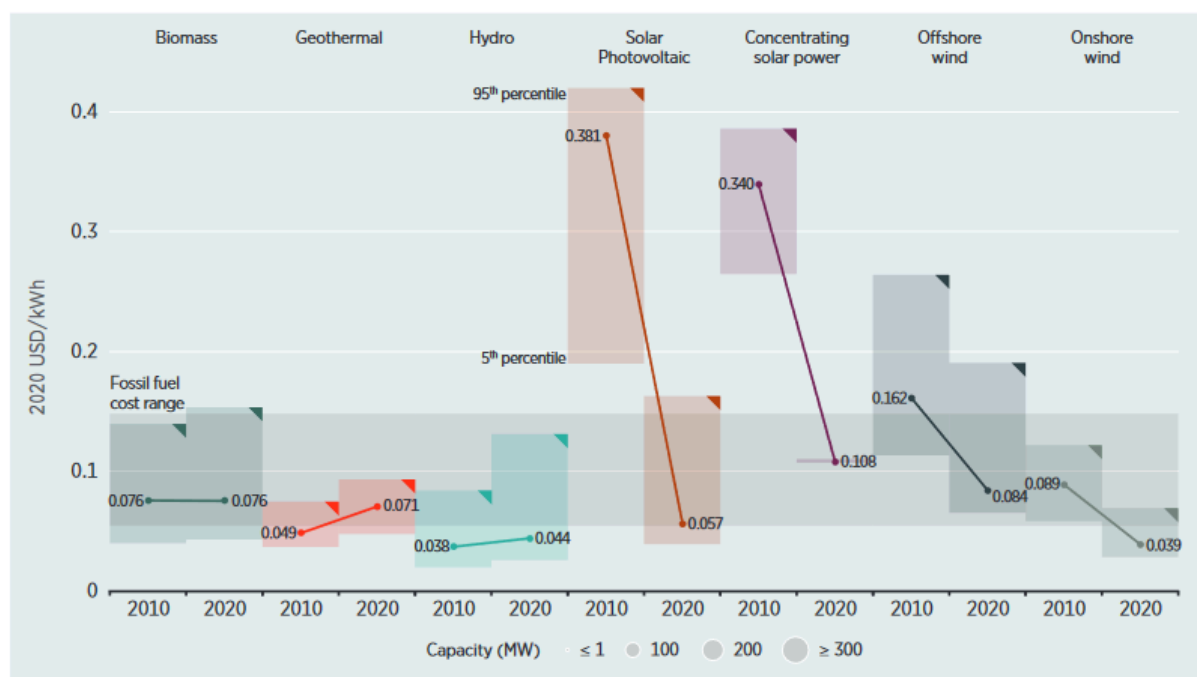
Таблица Н1: Общо разходи за инсталиране, коефициент на мощност и изравнени разходи за електроенергия по технологии, 2010 и 2020 г.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geothermal	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Hydropower	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar PV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Източник: Разходи за производство на енергия от възобновяеми източници през 2020 г., IRENA, 2021 г.

Фигура ES.2 Глобални LCOE от новоизградени технологии за производство на електроенергия от възобновяеми енергийни източници в комунален мащаб 2010-2020 г.

Figure ES.2 Global LCOEs from newly commissioned, utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2020



Source: IRENA Renewable Cost Database

Note: This data is for the year of commissioning. The thick lines are the global weighted-average LCOE value derived from the individual plants commissioned in each year. The project-level LCOE is calculated with a real weighted average cost of capital (WACC) of 7.5% for OECD countries and China in 2010, declining to 5% in 2020; and 10% in 2010 for the rest of the world, declining to 7.5% in 2020. The single band represents the fossil fuel-fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

Източник: База данни за разходите на изкопаеми горива на IRENA

Бележка: Тези данни се отнасят за годината на въвеждане в експлоатация. Дебелите линии са глобалната среднопретеглена стойност на LCOE, получена от отделните централи, въведени в експлоатация през всяка година. LCOE на ниво проект е изчислена при реална среднопретеглена цена на капитала (WACC) от 7,5 % за страните от ОИСР и Китай през 2010 г., която намалява до 5 % през 2020 г.; и 10 % през 2010 г. за останалата част от света, която намалява до 7,5 % през 2020 г. Единият диапазон представлява диапазона на разходите за производство на електроенергия от изкопаеми горива, докато диапазоните за всяка технология и година представляват 5-ия и 95-ия перцентил за проекти за възобновяеми източници.)

Както се вижда от тези цифри, LCOE от ВЕИ вече е съпоставима и дори под диапазона на разходите за електроенергия от изкопаеми горива. Сред разгледаните технологии за ВЕИ концентрираната слънчева енергия е с най-висока LCOE, а и има огромното предимство, че може да съхранява топлината от слънчевата енергия и да я използва за захранване на парни турбини за производство на електроенергия през нощта или през дните със слаба слънчева радиация.

Въпреки че е малко по-висока от тази на широкомащабните промишлени системи, LCOE на жилищните фотоволтаични системи също е намаляла рязко през периода 2010-2020 г. LCOE на жилищните фотоволтаични системи в Австралия, Германия, Италия, Япония и Съединените щати е намаляла от 0,304 USD/kWh до 0,460 USD/kWh през 2010 г. до 0,055 USD/kWh и 0,236 USD/kWh през 2020 г. - спад от 49 % до 82 %³⁷. Предизвикателствата пред българските потребители се дължат по-скоро на регулаторните недостатъци и липсата на административна подкрепа, отколкото на разходите за инсталиране и производство на жилищни фотоволтаични системи.

10. Заключение:

- Съществуват противоречия и липса на последователност във вижданията на различните правителства за развитието на енергийния сектор в България. Много ярък пример за това е нареждането на парламента към правителството да отмени някои от реформите и инициативите за декарбонизация, заложи в Националния план за възстановяване и устойчивост. Това води до липса на планиране и разпределение на отговорностите и възпрепятства напредъка по отношение на внедряването на ВЕИ. Децентрализираните проекти за ВЕИ са спорадични и понастоящем се движат само от напредничави частна инициативи, а не от каквито и да било регулаторни или административни стимули.
- Належщата нужда от цялостна цифрова трансформация все още не е намерила решение в България, докато в други европейски държави тя вече е завършена или поне бързо напредва. Понастоящем се планира амбициозна програма за цифрова трансформация на оператора на преносната мрежа, която ще бъде финансирана от Националния план за възстановяване и устойчивост. Бързото и масово внедряване на ИТ решения, (включително Интернет на нещата) за управление на пазарни данни,

³⁷

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf

експлоатация на централи, прогнозиране, планиране и управление на мрежата са спешно необходими, за да се осигури прозрачност между участниците на пазара и интеграция между системите и платформите. Трябва да се въведат виртуални електроцентрали (VIPP), за да се управляват ефективно разнообразните ВЕИ портфолия. Трябва да се въведат СИЕ + механизми за разпределение на капацитета, за да се стимулират инвестициите в новоизградени проекти за ВЕИ. Услугите за енергиен мениджмънт с помощта на ИТ трябва да бъдат широко достъпни както за битовите, така и за комерсиалните/промишлените потребители.

- Въвеждането на изброените по-горе технологии за цифрово управление на ВЕИ, внедряването на надеждни и разширяващи се решения за съхранение на енергия и насърчаването на самостоятелното производство на енергия и енергийните кооперации, успоредно с истинската либерализация на пазара, неизбежно ще доведе до децентрализация на енергийната система на България. **От направения по-горе анализ е видно, че базовото потребление може да бъде покрито и от ВЕИ технологии, а не само от такива, захранвани с изкопаеми горива - при това по-лесно, ако постепенно преминем към децентрализирано енергоснабдяване.**