

ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНОТО ПРОИЗВОДСТВО В БЪЛГАРИЯ

**ЗАКОНОДАТЕЛНИ И АДМИНИСТРАТИВНИ
ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА**



**ЦЕНТЪР ЗА
ИЗСЛЕДВАНЕ НА
ДЕМОКРАЦИЯТА**

ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНОТО ПРОИЗВОДСТВО В БЪЛГАРИЯ

**ЗАКОНОДАТЕЛНИ И АДМИНИСТРАТИВНИ
ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА**



**ЦЕНТЪР ЗА
ИЗСЛЕДВАНЕ НА
ДЕМОКРАЦИЯТА**

Настоящият доклад анализира потенциалните ползи и пречките пред децентрализацията на електроснабдяването в България. Въпреки постепенното отпадане на досегашните държавни стимули за развитието и експлоатацията на електроцентрали, използващи възобновяеми енергийни източници, държавата няма готовност да ги замени с нови схеми за подпомагане на декарбонизацията на електроенергийната система, които същевременно да гарантират сигурността на доставките. Най-прекият път за намаляване на въглеродните емисии в електроенергийния сектор би бил да се използва значителният потенциал на страната за децентрализирано производство на електроенергия от възобновяеми източници. Това би довело до революционни промени в българската енергетика и би било най-евтиният и фискално най-неутралният начин да се увеличи дялът на ВЕИ в електроенергийната система. Нужна е обаче комплексна, последователна и съвместно изпълнявана политика за децентрализация и демократизация на енергийните доставки, която да преодолее инерцията в системата и да устои на противодействието на специалните интереси в сектора, които се опитват да задържат статуквото. Необходимо е още да се премахнат значителните административни и финансови тежести при изграждането на малки ВЕИ мощности, които не стимулират домакинствата и малките предприятия да инвестират в такива рискови проекти.

Центърът за изследване на демокрацията благодари на участниците в поредица семинари, посветени на възможните мерки за отключване на потенциала за децентрализация на българския електроенергиен сектор, проведени през първата половина на 2018 г. В обсъжданията се включиха над 20 експерти. Специални благодарности изказваме на представителите на Комисията за енергийно и водно регулиране, Агенцията за устойчиво енергийно развитие, Министерството на енергетиката, Министерството на регионалното развитие и благоустройството, Министерството на земеделието, ЕВН България и Енергийна Агенция – Пловдив.

Автори на доклада са **Мартин Владимиров**, анализатор, Център за изследване на демокрацията, **д-р Атанас Георгиев**, Софийски университет „Св. Климент Охридски“, и **Светла Коларова**, анализатор, Център за изследване на демокрацията.

Редакционен съвет:

Д-р Огнян Шентов

Д-р Тодор Галев

Руслан Стефанов



Настоящата публикация се осъществява с подкрепата на Европейската климатична фондация.

ISBN: 978-954-477-336-6

© 2018, Център за изследване на демокрацията
Всички права запазени.

ул. „Александър Жендов“ 5, 1113 София

тел.: (+359 2) 971 3000, факс: (+359 2) 971 2233

www.csd.bg, csd@online.bg

СЪДЪРЖАНИЕ

1. Въведение: децентрализацията – устойчив път към намаляването на въглеродните емисии в България.....	7
2. Българската политика за възобновяема енергия и борбата с климатичните промени – кратък преглед.....	11
3. Съществуващи проекти за ВЕИ и потенциал за развитие.....	15
4. Политики за децентрализация в ЕС – сравнителна перспектива на добри практики	21
5. Правна и регулаторна рамка за малките ВЕИ мощности в България	29
6. Основни фактори, възпрепятстващи развитието на малки ВЕИ	45
7. Заключение и препоръки.....	51

СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

АЕЦ	Атомна електроцентрала
АУЕР	Агенция за устойчиво енергийно развитие
БЕХ	Български енергиен холдинг
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водна електроцентрала
ВяЕЦ	вятърни електроцентрали
гВт	гигават
ДПРЕМ	Десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа
ЕСО	Електроенергиен системен оператор ЕАД
ЕСКО	Договори с гарантиран резултат
ЗЕВИ	Закон за енергията от възобновяеми източници
ЗОУ	Задължение за обществена услуга
ЗУТ	Закон за устройство на територията
ЗУЕС	Закон за управление на етажната собственост
кВтч	киловатчас
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КТЕ	Комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
МАЕ	Международна енергийна агенция
мВт	мегават
НПДЕВИ	Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници
НПКЕ	Национален план за климат и енергетика
НЕК	Национална електрическа компания
ОРМ	Оператор на разпределителна мрежа
ПГ	парникови газове
РКООНИК	Рамкова конвенция на ООН по изменение на климата
ССМП	сертификационна схема за микропроизводство
SEERMAP	Пътна карта за електроенергийния сектор на Югоизточна Европа
СБГ	Специална балансираща група
СПС	Стандарт за покупателна способност
ТВтч	тераватчас
тне	тонове нефтен еквивалент
ФВеЦ	Фотоволтаични електроцентрали
ФСЕС	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“
LSOE	Единична цена на производство на електроенергия
LCCC	Компанията за договори за ниски въглеродни емисии
WACC	Средно претеглената цена на капитала

СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ

Фигура 1.	Дял на електроенергията, произведена от възобновяеми енергийни източници по сектори и в крайното потребление (%).....	12
Фигура 2.	Дългосрочен (2050 г.) осъществим потенциал за производство на електроенергия от ВЕИ.....	15
Фигура 3.	Брой на инсталираните нови фотоволтаични електроцентрали с капацитет под 30 кВт и с участие в схемата за гаранции	19
Фигура 4.	Брой нови фотоволтаични мощности под 30 кВт по региони, 2006 – 2017 г.....	19
Фигура 5.	Сравнителна административна тежест в четири държави – членки на ЕС към 2014 г.....	42
Фигура 6.	Изчислени цени на дребно на битовата електроенергия, вкл. всички данъци, декември 2017 г.....	49

СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ

Таблица 1.	Съществуващи и планирани мощности, базирани на ВЕИ (мВт)	16
Таблица 2.	Големи производители – вятърни и фотоволтаични електроцентрали	18
Таблица 3.	Административна процедура за присъединяване на малки ВЕИ инсталации под 30 кВт.....	40
Таблица 4.	Инвестиционни разходи и приходи.....	44

1. ВЪВЕДЕНИЕ: ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯТА – УСТОЙЧИВ ПЪТ КЪМ НАМАЛЯВАНЕТО НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ В БЪЛГАРИЯ

Рамковата стратегия на Европейския съюз в областта на енергетиката има за цел ориентиран към гражданите енергиен преход. Опирайки се на пет стълба (енергийна сигурност, солидарност и доверие; напълно интегриран европейски енергиен пазар; енергийна ефективност, допринасяща за ограничаване на потреблението; намаляване на въглеродните емисии на икономиката; научни изследвания, иновации и конкурентоспособност)¹, Стратегията има за задача да улесни реализацията на целите на ЕС в областта на климатичната политика и нисковъглеродната енергетика: намаляване на емисиите на парникови газове на територията на ЕС (с 20 % до 2020 г. и с 40 % до 2030 г.), увеличаване на дела на енергията от възобновяеми източници (до 20 % до 2020 г. и до 32 % до 2030 г.) и подобряване на енергийната ефективност (с 20 % до 2020 г., с 32,5 % до 2030 г.).

Тези принципни цели са широко подкрепени от общественото мнение в Европейския съюз. Според специално проучване на Евробарометър, публикувано през 2017 г., 79 % от анкетирания европейци са съгласни с позицията, че „борбата с изменението на климата и по-ефективното използване на енергията могат да стимулират икономиката и създаването на работни места в ЕС“. Това мнение е особено важно в момент, когато много държави – членки на ЕС са изправени пред структурни икономически проблеми. Междувременно, 90 % от анкетирания европейци подкрепят поставянето на национални цели за дела на възобновяемата енергия в общия енергиен микс, 92 % подкрепят подобни национални цели по отношение на енергийната ефективност, а 79 % са съгласни, че „трябва да се осигури по-голяма публична финансова подкрепа за преминаването към чисти енергии, дори и това да означава намаляване на субсидиите за изкопаеми горива“. Демократичната легитимност и обществената подкрепа обаче се нуждаят от допълнителни усилия за разбиране и включване на всички заинтересовани участници в управлението на енергийния преход, както и от създаването на гаранции, че публичните политики са в съответствие с предпочитанията на гражданите.

Европейският съюз посочва предпоставките, необходими за разработването на политики за енергиен преход:

- Енергийните култури и енергийните системи се различават в цяла Европа. Това означава, че съществуват различни предизвикателства

¹ COM/2015/080 final. Съобщение на Комисията до Европейския парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет, Комитета на регионите и Европейската инвестиционна банка. Рамкова стратегия за устойчив енергиен съюз с ориентирана към бъдещето политика по въпросите на изменението на климата.

и възможности по отношение на прехода към нисковъглеродна енергетика. Начините за постигане на амбициозните цели също ще бъдат различни, което налага и сравнително изследване на политиките.

- Успешният Енергиен съюз, постигнат чрез намаляване на въглеродните емисии и децентрализация на икономиката, ще се основава на обществена ангажираност и участие.
- За приемането на енергийния преход от обществото и за ангажирането на потребителите на енергия същевременно и като производители, трябва да бъдат използвани социално-икономически стимули, включващи регулаторни и организационни елементи.
- Социализацията на новите възобновяеми и енергийно-ефективни технологии чрез новаторска публична дискусия на заинтересованите участници и широката общественост.
- Сравнително проучване на взаимодействията между индивидуалните енергийни предпочитания и политиките за управление.

С влизането в действие на така наречения Зимен пакет от законодателни предложения за енергиен преход в края на 2016 г.², ЕС отвори нова глава за по-практичен преход от централизирана енергийна система, базирана на изкопаеми горива и ядрена енергия, а също и на големи съоръжения за производство на електроенергия от възобновяеми източници (ВЕИ), към децентрализация на доставките, като се залага на малки ВЕИ мощности и на инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (КТЕ). Крайната цел на Енергийния съюз е да даде възможност на потребителите да се превърнат едновременно и в производители и/или да управляват потреблението си по-ефективно.

Въпреки настоящите промени, потребителите, включително домакинствата, бизнесът и промишлеността, все още не могат да се възползват изцяло от енергийния преход, тъй като нямат достъп до пълната информация, заради нарастващите цени на мрежовите цени и допълнителните непредвидени разходи, ограничената конкуренция на пазара на едро и дребно (особено в Централна и Източна Европа), недостатъчната подкрепа за прилагане на мерки за по-добро управление на потреблението, както и регулаторни и инвестиционни пречки по отношение на широкомащабната децентрализация на доставките³. ЕС се стреми да подкрепя нови възможности за постигане на енергийна самодостатъчност на малките общности (чрез намаляване на потреблението от мрежата), но и да търгуват с излишъка от произведената електроенергия. Енергийната адаптация на малките общности към енергийна децентрализация е приоритет, в който България изостава значително и е предмет на настоящия доклад. Изследването се фокусира основно върху производството и разпространението на електрическа енергия, като ударение е поставено

² COM(2016) 860 final. Съобщение на Комисията до Европейския парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет, Комитета на регионите и Европейската инвестиционна банка: Чиста енергия за всички европейци.

³ COM (2015) 339. Съобщение на Комисията до Европейския парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и Комитета на регионите: Представяне на нова сделка за потребителите на енергия.

върху най-малките покривни фотоволтаични електроцентрали, където процесът на децентрализация е най-напреднал.

Децентрализираното производство на електрическа енергия може да се опише като внедряване на малки производствени електроенергийни мощности, управлявани от домакинства или малки бизнеси, които са включени към разпределителната мрежа на средно и ниско напрежение, и които задоволяват електроенергийните нужди на потребителя и отдават остатъка обратно към мрежата. При тези електроцентрали източникът на енергия често е възобновяем (вятър, слънце, биомаса, биогаз) и е наличен в конкретното местоположение. Децентрализираното производство на електрическа енергия овластява домакинствата, бизнеса и малките общности, защото те могат да играят ролята на активни производители и потребители, вместо да бъдат единствено пасивни консуматори. Терминът „просюмъри“⁴ се отнася до лица – хора, общности и бизнеси, които едновременно произвеждат и потребяват електроенергия. Един неизчерпателен списък⁵ на видовете просюмъри включва: жилищни⁶; енергийни общности или кооперации⁷; търговски⁸ и публични⁹.

Децентрализацията е свързана с протичащия процес на пазарна либерализация и дерегулация. Държавите – членки на ЕС, особено в Източна Европа, в продължение на дълъг период от време не бяха склонни да отворят своите пазари на дребно, тъй като правителствата не бяха в състояние да създадат по-добри мрежи за социална защита на големите групи енергийно бедни. Вместо това политиките се стремяха към изкуствено поддържане на ниски регулирани цени. В същото време, дългосрочните договори и политически свързаните бизнес интереси възпрепятстваха въвеждането на свободна и честна конкуренция в сектора. Защитата на енергийно уязвимите групи домакинства чрез регулиране на цените на електроенергията се оказва все по-трудно постижимо в България, тъй като субсидираните цени на електроенергията намаляват атрактивността на централното отопление или газификацията на жилищата. В същото време, протестите от 2013 г., които допринесоха за свалянето на тогавашното българско правителство, са доказателство и урок, че ако преходът от регулирана

⁴ От съчетанието на английски език на думите producer (производител) и consumer (потребител) в общото prosumer (просюмър). Поради липсата на установена дума на български в настоящия доклад се използва английското понятие „просюмър“.

⁵ Европейски парламент, Кратък доклад: Електричество „Просюмъри“, ноември 2016, достъпен на: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS_BRI\(2016\)593518_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS_BRI(2016)593518_EN.pdf)

⁶ Граждани, които произвеждат електроенергия в техния имот, предимно чрез инсталиране на соларни фотоволтаични панели върху покриви или чрез комбинирани микроинсталации за топлинна енергия и електричество (микро КТЕ).

⁷ Водени от граждани кооперации за производство на енергия от възобновяеми източници ('Res Coops'), жилищни асоциации, фондации, благотворителни организации с нестопанска цел, които произвеждат електроенергия за собствено потребление, главно чрез соларни фотоволтаични панели и вятърни турбини.

⁸ Малки и средни предприятия, универсални магазини, офис сгради, промишлени и други търговски субекти, чиято търговска дейност не е производство на електроенергия, но които използват за собствено потребление произведеното от тях електричество, предимно от покривни фотоволтаични панели и КТЕ, което води до значителни икономии на енергийните разходи.

⁹ Училища, болници и други публични институции, които произвеждат електроенергия.

и централно планирана електроенергийна система, базирана на големи електроенергийни мощност, към либерализиран, демократичен и децентрализиран пазар, концентриран върху просюмъри, не бъде управляван по подходящ начин, би могъл да доведе до сериозна социална нестабилност и да навреди на политическите перспективи пред новия енергиен модел. Такива управленски дефицити са и непродуктивни, тъй като ограничават стимулите за подобряване на енергийната ефективност, демонизират технологиите за производство на електроенергия от възобновяеми източници и опорочават рационалните енергийни избори.

Децентрализацията на електроенергийните доставки може да доведе до няколко подобрения на енергийната система. Увеличаването на броя на автономните, независещи от мрежата домакинства, ще намали загубите при преобразуването на първичната енергия, преноса и разпределянето на електроенергията, които могат да достигнат над 40 % от общото производство¹⁰. Собственото потребление може също да намали честотата на повредите и въздействието им върху мрежата. Освен това, електроенергийният системен оператор (ЕСО) ще може да реализира намаление на разходите поради по-малката необходимост от балансиране и по-ефикасния план за включване и изключване на производствените мощности през върховите периоди на потребление. В българския контекст децентрализираното производство може да се превърне и в мощен инструмент за намаляване на енергийната бедност.

¹⁰ 2016 Статистика на общия енергиен баланс от Евростат.

2. БЪЛГАРСКАТА ПОЛИТИКА ЗА ВЪЗОБНОВЯЕМА ЕНЕРГИЯ И БОРБАТА С КЛИМАТИЧНИТЕ ПРОМЕНИ – КРАТЪК ПРЕГЛЕД

Според Националния доклад по инвентаризация на парниковите газове¹¹, основният източник на парникови газове (ПГ) в България са емисиите от енергийния сектор. През 2015 г. енергийният сектор е отговорен за 74,2 % от общия обем на емисиите на ПГ в страната. Основният източник на емисиите в енергийния сектор е изгарянето на твърди горива (61,7 % от емисиите през 2015 г.), следван от течните горива с 26,4 % и газообразните горива с 11,1 %. България се ангажира да следва Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата (РКООНИК) – Рио де Жанейро, 1992 – и да допринесе за постигането на обща цел – до 2020 г. емисиите на ЕС да бъдат намалени с 20 % под нивото от 1990 г. Заедно с останалите страни – членки на ЕС, България ще изпълнява и решенията на Конференцията на ООН за борба с изменението на климата (COP 21).

Въпреки че повечето от емисиите в България са свързани с енергийния сектор, голямата част от усилията в областта на енергийната политика са свързани със запазването на работещите на лигнитни въглища електроцентрали и за изграждането на нова ядрена електроцентрала, докато интеграцията на ВЕИ в електроенергийната система изостава след краткотраен подем на инвестициите през периода 2011 – 2012 г.

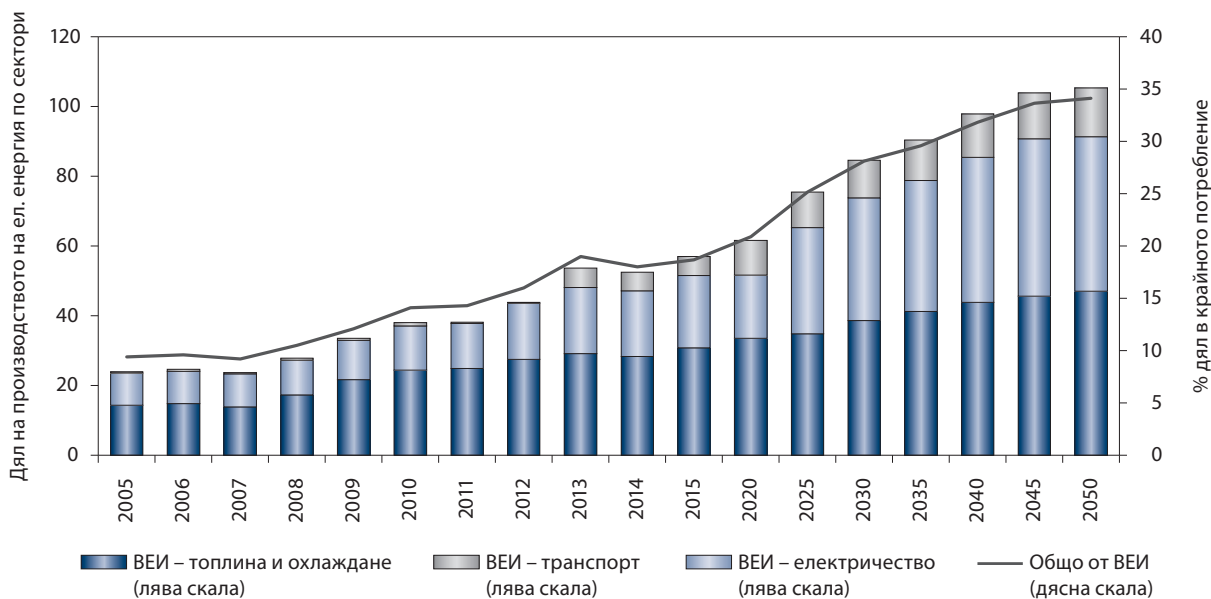
В България електроенергията от възобновяеми енергийни източници се подкрепя от 2007 г. насам чрез схема за задължително изкупуване на преференциални цени. Разглеждани са и други възможности за подкрепа като например пазар на „търгуеми зелени сертификати“ по подобие на действащия модел в Румъния. Липсата на организиран пазар на електроенергия до началото на 2016 г. направи този вариант невъзможен, оставяйки България с модела на преференциални цени, който в последствие се оказа лошо изработен и управляван. На възобновяемата енергия, също така, е даден гарантиран достъп до преносните и разпределителните мрежи, с приоритетно диспечирание. Действително, на хартия резултатът от тази политика е построяването на голям брой инсталации за производство на електроенергия от ВЕИ, но лошото управление доведе до съсредоточаването на електропроизводството в малко на брой доставчици, вместо до децентрализация, каквато е набелязаната цел на Националната енергийна стратегия на България до 2020 г.

България е на път да постигне целите си до края на десетилетието по отношение на енергията от възобновяеми източници. Страната също

¹¹ Министерство на околната среда и водите (2017) Национален доклад по инвентаризация 2017. Емисии на парникови газове в България 1998 – 2015.

така изпълни междинните цели за 2013 – 2014 г. и 2015 – 2016 г., поставени от *Директивата на ЕС за насърчаване използването на енергията от възобновяеми източници*. През 2016 г. дялът на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление съставлява 18,8 %, което е много над целта от 16 %¹². Националният план за действие за енергията от възобновяеми източници (НПДЕВИ)¹³ – основният документ за постигане на националните цели за енергия от ВЕИ – включва 38 планирани мерки за насърчаване на ВЕИ и предвижда конкретно развитие, както за дела на потреблението на енергия от възобновяеми източници в отоплението и охлаждането, електричеството и транспорта, така и за общото увеличение на ВЕИ електрогенериращите мощности до 2020 г. Мерките за подпомагане бяха разработени така, че по-скоро да облагодетелстват мащабните съоръжения за производство на електроенергия от ВЕИ и следователно големите инвеститори, или какъвто често е случаят – политици с добри връзки, които са успели да завладеят регулаторните и лицензионни институции, експедитивно да получат разрешение за строеж и преференциално присъединяване към мрежата.¹⁴

Фигура 1. Дял на електроенергията, произведена от възобновяеми енергийни източници по сектори и в крайното потребление (%)



Източник: Национален статистически институт; проекции от модела PRIMES¹⁴.

¹² <https://www.statista.com/statistics/747958/share-renewable-energy-electricity-consumption-bulgaria/>

¹³ Министерство на енергетиката. (2010). Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници (НПДЕВИ). Съставен за периода 2010 – 2020 г. Все още не е съставен нов план за енергията от възобновяеми източници за периода 2020 – 2030 г.

¹⁴ Моделът PRIMES (Price-Induced Market Equilibrium System) е енергиен модел на ЕС, който стимулира системата за потребление и доставка на електроенергия. Представява моделираща система за частично равновесие, която насърчава равновесието на енергийния пазар в Европейския съюз и във всяка една от държавите членки. Включва последователни траектории на цените на въглеродните емисии в ЕС.

Почти 80 % – 991 хиляди тона нефтен еквивалент (тне) от баланса на възобновяемите енергийни източници за 2016 г. са от „дървесина, дървесни и растителни отпадъци“. От тях 758 хил. тне (или 60 % от цялата енергия, произведена от ВЕИ) са потребени от домакинствата, което означава, че голяма част от целите за дял на енергията от ВЕИ е постигната чрез изгарянето на дърва за огрев при много ниска ефективност¹⁵. В допълнение към капацитета от 3300 мВт от ВЕЦ и почти 2000 мВт от соларни фотоволтаични централи (ФВеЦ) и ветроенергийни мощности, дялът на ВЕИ в електроенергетиката е достигнал 19,2 % от общото потребление на електричество и е на път да постигне целта от 21,3 % за ВЕИ електричество до 2020 г. Дори и преди мащабното разширяване на соларните и ветроенергийни мощности от периода 2009 – 2013 г., близо една четвърт от инсталираните електроенергийни мощности в страната се заема от водните електроцентрали.

НПДЕВИ включва само една мярка, свързана с децентрализацията на производството на електроенергия от ВЕИ, която е насочена към инвеститорите, крайните потребители и ангажираните органи, и която трябваше да бъде въведена след 2011 г. Нейната цел беше да „насърчи използването на индивидуалните системи за възобновяема енергия като надежден начин за достигане на целите за намаляване на въглеродните емисии при ниски обществени разходи“. Според тази мярка, индивидуалните системи трябва да бъдат подкрепяни чрез допълнителни стимули като облекчени административни процедури за присъединяване на електроенергийни мощности, използващи възобновяеми източници с инсталирана мощност до 30 кВт, разположени върху покриви и фасадни конструкции на сгради и върху земни площи в урбанизирани територии. Мярката предвижда и въвеждането на схема за подпомагане на строителството на покривни и фасадни фотоволтаични системи върху частни, обществени и промишлени сгради, включваща опростена административна процедура за узаконяване и присъединяване към разпределителната мрежа. Оценката на индивидуалния принос на отделните технологии за производство на електроенергия от възобновяеми източници, който е необходим за постигането на общите задължаващи цели на България до 2020 г. за дяловете на енергията от възобновяеми източници в отоплението и охлаждането за периода 2010 – 2020 г., не прави обаче разграничение между големи и малки инсталации за производство на енергия от ВЕИ.

Основната национална схема за подпомагане на възобновяемата енергия се базира на дългосрочни договори за задължително изкупуване на електроенергията по субсидирани тарифи, когато нейният произход са вятърните и соларни електрически централи, малки водноелектрически централи и инсталации, работещи на биогаз, съчетани със субсидии от програмите на ЕС за регионално развитие и развитие на селските райони. Схемата за подпомагане обаче облагодетелства големите инсталации за производство на възобновяема

¹⁵ Национален статистически институт. (2017). Енергийни баланси 2016, <http://www.nsi.bg/en/content/16006/%D0%BF%D1%83%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F/energy-balance-sheets-2016>

енергия вместо дребното децентрализирано производство на електроенергия.

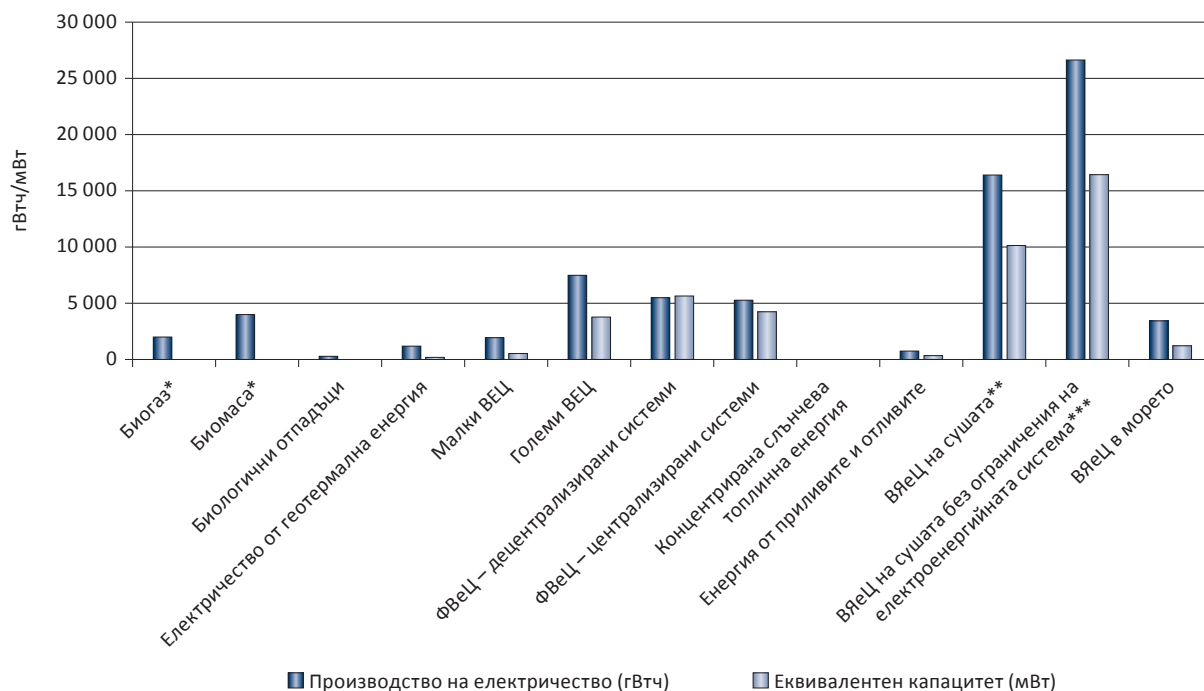
Почти 90 % от всички мощности за производство на електроенергия от ВЕИ са инсталирани в периода между 2010 и 2012 г., което доведе до рязко увеличение на цените за крайния потребител по време на най-дълбоката икономическа рецесия. Това породило обществено недоволство, продиктувано от голямата енергийна бедност сред населението. Формирането на българската политика за ВЕИ стана жертва на корупционни практики в комбинация с липсата на административен капацитет, което в крайна сметка позволи въвеждането на преференциална схема за изкупуване на електроенергията при цени, далеч надхвърлящи преобладаващите в други части на Европа. В резултат, финансовото състояние на държавния доставчик на електроенергия за регулирания пазар – НЕК – се влоши чувствително, тъй като по силата на дългосрочни договори, компанията трябва да изкупува цялото количество електроенергия, произведена от възобновяеми източници, присъединени към мрежата на високо напрежение, а да компенсира частните крайни снабдители за централите присъединени на ниско напрежение.

Поради общественото недоволство и влошаването на финансовата устойчивост на държавните енергийни компании, през 2015 г. съществуващата схема за изкупуване бе спряна, като нов модел за насърчаване на ВЕИ за периода до 2030 г. все още не е въведен. Междувременно, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) постави годишен лимит за нетното специфично производство на електроенергия от вятър и слънце, което да бъде изкупено по преференциалната тарифна схема. Лимитът за малките покривни фотоволтаични системи е определен на 1261 часа годишно. Производителите на електроенергия от ВЕИ са задължени да участват и в балансирането на електроенергийната система, което води до допълнителни разходи за тях. Правото на приоритетно присъединяване бе отменено с измененията на *Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ)*. Понастоящем операторите на инсталации имат право единствено на недискриминационен достъп, което означава, че от гледна точка на мрежата техният статут не е по-различен от този на останалите производители. Преференциалният статут беше една от мерките за подкрепа на потенциалните инвеститори във ВЕИ, но този стимул вече не съществува. За разлика от случилото се в много други държави – членки на ЕС, ЗЕВИ не успя да въведе схеми за търгуване на енергията от възобновяеми източници, които да сблизят тарифните схеми за изкупуване със средните цени на електроенергийния пазар и с понижаващата единична цена на производство на електроенергия от ВЕИ (LCOE).

3. СЪЩЕСТВУВАЩИ ПРОЕКТИ ЗА ВЕИ И ПОТЕНЦИАЛ ЗА РАЗВИТИЕ

Ако България иска да постигне амбициозната цел на ЕС до 2050 г. – почти 100 % от производство на електроенергия от източници с нулеви въглеродни емисии, тя трябва да отключи огромния си потенциал за малки инсталации за производство на електроенергия от възобновяеми източници. България притежава дългосрочен потенциален капацитет за децентрализирано производство на електроенергия от фотоволтаични електроцентрали от над 5,6 гВт (виж Фиг. 5), което означава производство на близо 5,4 ТВтч годишно или една осма от настоящото потребление на електроенергия в

ФИГУРА 2. ДЪЛГОСРОЧЕН (2050 г.) ОСЪЩЕСТВИМ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ ОТ ВЕИ



* За биомаса и биогаз очакваният потенциал за производство на енергия служи само за приблизителен ориентир, отразяващ основното правило за преразпределяне към различни приложения (топлина, електричество, транспорт) на основните потенциални запаси от биоенергийна суровина.

** Потенциалът, който е използван в модела Green-X е на база GIS моделиране с отчитане на техническите ограничения (енергийна система) и ограниченията в ползването на земята.

*** Потенциал на база GIS моделиране без отчитане на технологичните ограничения (енергийна система), но при отчитане на ограниченията в ползването на земята.

Източник: Модел Green-X – за пътна карта за електроенергийния сектор на Югоизточна Европа (SEERMAP).

страната¹⁶. Резултатите се основават на теоретичния соларен потенциал в страната, който се изразява в приблизително 2 150 слънчеви часа годишно и 1 517 кВтч/м² средногодишна слънчева радиация, както и на технологичните промени, които чувствително да понижат цената на нови фотоволтаични електроцентрали. Слънчевият потенциал, особено за системи за отопление, е по-висок в Южния централен и в Югоизточния район на България. Слънчевите колектори за затопляне на вода вече са се превърнали в най-широкото приложение на децентрализираните инсталации в страната.

Прогнозата за бъдещия потенциал за децентрализирано производство на електроенергия обаче е прекалено оптимистична и не отчита в достатъчна степен настоящия административен капацитет, както и законодателната и регулаторна рамка, отнасяща се до мощностите за собствено производство. Настоящата законодателна и регулаторна практика не постига своята цел да осигури подходяща подкрепа за домакинствата и малките бизнес потребители, така че те да инвестират в малки ВЕИ електроцентрали. Всички усилия до момента са насочвани към привличането на големи инвеститори, които вече не показват интерес към пазара, тъй като тарифната схема за преференциално изкупуване беше оттеглена, а на сектора бяха наложени допълнителни данъчни и административни тежести. Скептицизмът по отношение на децентрализираното производство е отразен в десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа (ДПРЕМ) на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) – българският независим оператор за пренос на електроенергия, за периода 2017 – 2026 г. Планът предвижда общо 1 119 мВт от нови ВЕИ мощности, инсталирани през следващото десетилетие¹⁷. Конкретните стойности са дадени по-долу.

Таблица 1. Съществуващи и планирани мощности, базирани на ВЕИ (мВт)

Вид ВЕИ	2016	2017 – 2026	2026 Общо
ВЕЦ (без помпено-акумулаторни ВЕЦ)	2,337	29	2,366
ВЯеЦ	701	545	1,246
ФВеЦ	1,041	495	1,536
Биомаса и биогаз	66	50	116
Общо ВЕИ	4,145	1,119	5,264

Източник: ЕСО (2017), ДПРЕМ 2017 – 2026.

Тези стойности се прибавят към очакваното увеличено производство на електроенергия от конвенционални мощности към 2026 г. – нови

¹⁶ Според адаптираната версия на модела Green-X за бъдещото развитие на основните технологии за производство на енергия от възобновяеми източници, създаден от Виенския технически университет.

¹⁷ ЕСО (2017) Десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа 2017 – 2026 г.

200 мВт от АЕЦ Козлодуй след проект за модернизация и очакван капацитет от 187 мВт в централите с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (КТЕ). Според ДПРЕМ, дялът на ВЕИ в брутното производство на електроенергия ще се увеличи от 15,1 % през 2017 г. на 18,26 % през 2026 г., т.е. от 5,88 тВтч на 7,38 тВтч, изразено в абсолютни стойности. ДПРЕМ отбелязва още, че допълнителните мерки за ефективност, чиято цел е да намалят крайното потребление, могат да увеличат реалния дял на ВЕИ в системата. През 2026 г. увеличеното производство от ВЕИ с мощност над 2,7 гВт, различни от ВЕЦ (напр. без диспечирание) – работещи на газ електроцентрали, ВЕЦ с помпено съхранение или [производство] в отговор на търсенето – също ще добавят към разходите на ЕСО за балансиране.

Но дори и това ограничено увеличение във ВЕИ електроенергийния капацитет може да не се осъществи, тъй като прогнозите на ДПРЕМ се основават на подадени заявки за инсталиране на нови ВЕИ мощности, регистрирани през 2012 г., когато високите преференциални цени за изкупуване бяха основната форма на субсидиране. Много от инвеститорите все още притежават лицензи, макар че още не са завършили своите проекти за производство на електроенергия от ВЕИ. Очаква се само една малка част от тях да бъдат реално построени, тъй като към 2018 г. липсват регулаторни и пазарни стимули за печеливша реализация на електроенергията, произведена от ВЕИ.

Според Регистъра на гаранциите за произход за 2017 г.¹⁸, воден от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), десетте най-големи ветроенергийни парка са с комбиниран капацитет от 379 мВт или над 50 % от целия ветроенергиен капацитет в България. Десетте най-големи фотоволтаични парка са с общ капацитет от 223 мВт или над 20 % от общия фотоволтаичен капацитет в страната. Трите най-големи фотоволтаични парка са с капацитети от съответно 50 мВт, 50 мВт и 29 мВт. Това ясно показва, че победители в настоящите политики са големите компании¹⁹.

Докато в други страни на ЕС, напр. Германия, където най-големите десет фотоволтаични централи са с общ капацитет от около 1 гВт при общ инсталиран капацитет от над 38 гВт (или само 2,5 %), не се насърчава строежът на големи ФВеЦ паркове върху обработваема

¹⁸ АУЕР (2018) Регистър „Гаранции за произход“, <https://seea.government.bg/bg/registers/register-garancii>

¹⁹ Преди инвеститорът да започне процеса по присъединяване, операторите на разпределителната мрежа представят ежегодно пред ЕСО прогноза за произведената възобновяема енергия, която ще бъде добавена към разпределителната мрежа през следващите 12 месеца (на база региони и напрежения). След това ЕСО има на разположение два месеца да одобри предадените от разпределителните предприятия прогнози и да представи пред министъра на енергетиката и пред енергийния регулатор (КЕВР) отделна годишна прогноза за новите ВЕИ мощности в електроенергийната мрежа. Министерството на енергетиката изпраща на регулатора аргументирано становище по предложението на ЕСО, а КЕВР има срок до 30 юни на всяка година да публикува онлайн списъка на ВЕИ електроцентрали, които са одобрени за присъединяване към мрежата (отново на база региони и напрежения). На практика това означава, че ЕСО може да ограничи бъдещия обем на инсталираните възобновяеми мощности, които да бъдат присъединени към мрежата, преди молбите за присъединяване да бъдат подадени. В прогнозата на мрежовите оператори за нови ВЕИ инсталации не се включват мощности под 30 кВт.

ТАБЛИЦА 2. ГОЛЕМИ ПРОИЗВОДИТЕЛИ – ВЯТЪРНИ И ФОТОВОЛТАИЧНИ ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

Вид	Мощност	Брой	Общ капацитет
ВяЕЦ	>3 мВт	63	568 мВт
ФЕЦ	>3 мВт	109	646 мВт

Източник: AVEP (2017) Регистър на гаранциите за производ.

земя след 2010 г., България не успя да измени интереса на ВЕИ инвеститорите от големите към малките мощности. Понастоящем над 98 % от милион и половината фотоволтаични инсталации в Германия са присъединени към мрежата за ниско напрежение, като фотоволтаичните системи с инсталирана мощност от над 1 мВт представляват само 15 % от общото фотоволтаично производство в страната²⁰.

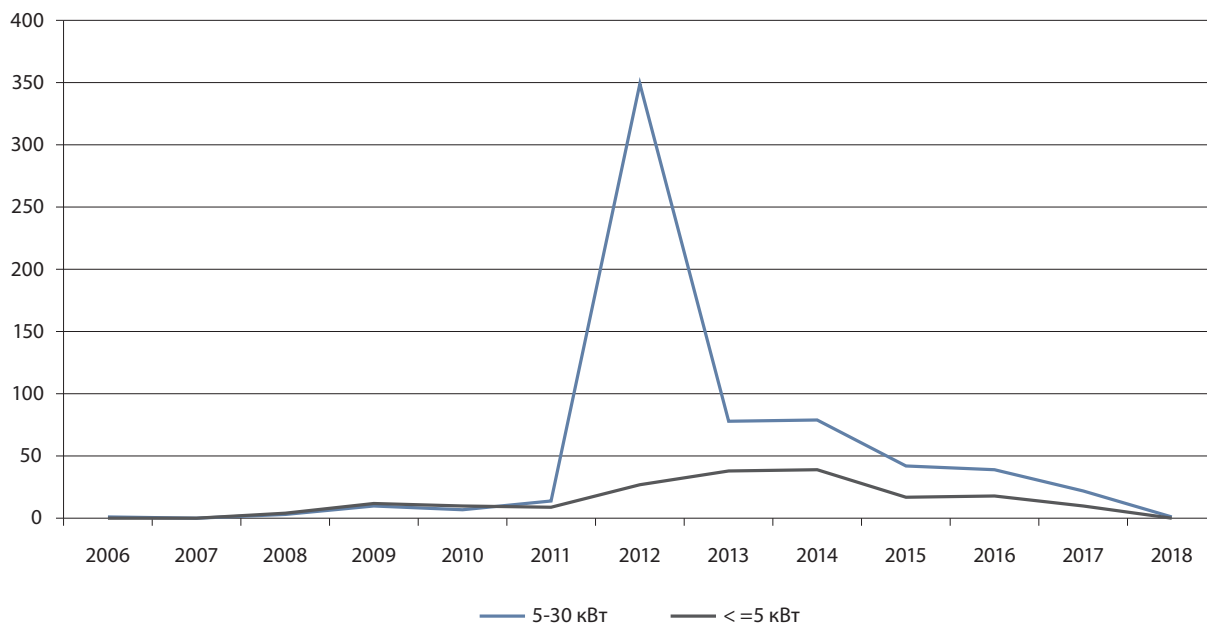
В България малките ВЕИ инсталации (т.е. под 30 кВт) са рядкост. От 2006 г. насам към разпределителната мрежа са присъединени едва 929 фотоволтаици с мощност под 30 кВт, като по-голямата част са присъединени към мрежата в периода 2011 – 2013 г. Оттогава броят на новите инсталации намалява на фона на негативната обществена реакция срещу зелената енергия и отпадането на схемите за подкрепа на големите ВЕИ инсталации. Това намали инвестиционния апетит дори и към малките мощности, които продължават да се възползват от схемите за преференциално изкупуване, макар и при по-ниски нива. През 2017 г. към мрежата са присъединени едва 32 инсталации.

През 2018 г. се наблюдава тенденция за ръст на одобрените заявления за присъединяване на ВЕИ електроцентрали към мрежата, като към края на юли са присъединени 79 електроцентрали с мощност под 30 кВт. Според някои от мрежовите оператори, практиката показва, че голяма част от изградените централи са с нулево и близко до нулевото потребление, и се намират в отдалечени села с много ниско обща консумация на електроенергия. Освен това големият ръст през последните месеци се дължи на инвестиции на юридически лица, които реално не използват имота, а го закупуват, единствено с цел построяване на малка ВЕИ електроцентрала и използване на предвидените субсидии. Това води до повишени технологични загуби за мрежовия оператор, който трябва да управлява големия дисбаланс между производство и потребление на електроенергия в съответното населено място.

Общият производствен капацитет на малките ВЕИ (почти изцяло покривни фотоволтаични инсталации или малки ФВеЦ върху земеделска земя) е 19,52 мВт или едва 1,4 % от общия вятърен и соларен

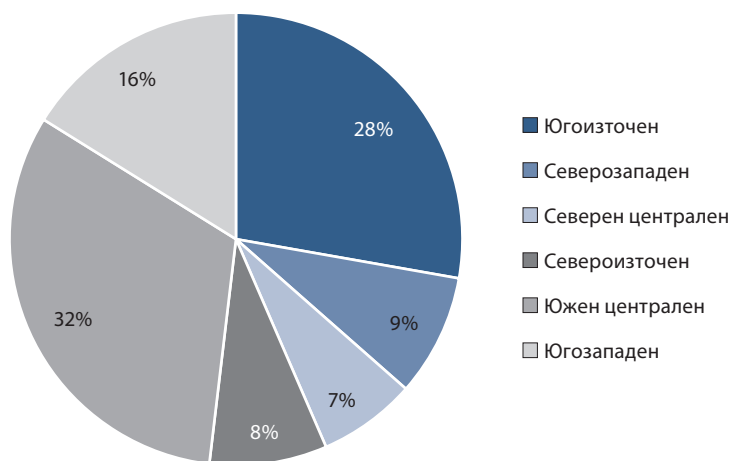
²⁰ Институт за соларни енергийни системи Фраунхофер (2018). Последни факти за фотоволтаиците в Германия.

ФИГУРА 3. БРОЙ НА ИНСТАЛИРАНИТЕ НОВИ ФОТОВОЛТАИЧНИ ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ С КАПАЦИТЕТ ПОД 30 кВт И С УЧАСТИЕ В СХЕМАТА ЗА ГАРАНЦИИ



Източник: Агенция за устойчиво енергийно развитие.

ФИГУРА 4. БРОЙ НОВИ ФОТОВОЛТАИЧНИ МОЩНОСТИ ПОД 30 кВт ПО РЕГИОНИ, 2006 – 2017 г.



Източник: Агенция за устойчиво енергийно развитие.

капацитет в страната. При по-задълбочен поглед върху географското разпределение на новите малки инсталации не е изненадващо, че над половината от тях са разположени в Южния централен и в Югоизточния район на страната, където слънчевият потенциал е най-голям.

Възможностите за децентрализация на електроенергийното снабдяване в България трябва да се разглеждат в контекста на енергийната бедност и управленските дефицити при формирането на енергийни политики. България е изправена пред огромни проблеми, свързани с достъпността на енергийното потребление:

през 2017 г. над една трета (36,5 %) от домакинствата признават, че не са били в състояние да поддържат адекватна температура в жилищата си, а около 31 % изпитват затруднение с плащането на

сметките си за ток, вода и отопление²¹. Според последното официално преброяване от 2011 г., 57 % от българските домакинства са използвали дърва за готвене и огрев – критерий едно домакинство да бъде определено като енергийно бедно²². За селата този дял е над 90 %. Към 2017 г., делът на домакинствата, използващи преобладаващо дърва и въглища намалява до 42,3 %, а специфично в селските райони до 76 %, като главната причина е постепенното заместване на твърдите горива с електрическа енергия²³. Отоплението на твърдо гориво е не само неефективно като се имат предвид малкото на брой [сградни] изолации и използването на стари печки, но допринася и за опасно високите нива на замърсяване на въздуха в урбанизираните територии. България е и водеща в ЕС по отношение на дела на домакинствата, които са неизрядни в плащането на сметките си за енергия, въпреки че политиката на ценообразуване в България е изградена около изкуственото поддържане на ниски цени за бита.

Ограниченото разпространение на определени видове енергийна инфраструктура (в частност за доставка на природен газ) означава, че в допълнение към проблемите за достъпността, енергийните лишения се обуславят и от пространствените и технически ограничения, свързани с преминаването към по-ефективни енергийни източници в домакинствата. Някои групи от населението нямат друг избор освен да използват дърва и въглища за отопление. В България преминаването към този източник на енергия има ясно изразено икономическо измерение. Субсидираните цени на битовата електроенергия накараха българите в големите градове да разчитат изключително много на електроенергията за отопление. По тази причина, промените в цените на електроенергията имаха непропорционално голям отрицателен ефект върху енергийната бедност на домакинствата. Една децентрализирана система за производство на електроенергия би могла частично да реши проблема като позволи на домакинствата да се откажат от въглищата и дървата, и същевременно да не бъдат принудени да изберат зависимостта от централно електроснабдяване. Ако бъдат отстранени финансовите и административни пречки, инвестирането в собствени производствени инсталации би могло да стане много по-привлекателно дори и за уязвимите групи. Последните биха могли да се възползват от финансовата подкрепа на държавата под формата на субсидирани заеми или иновативни финансови механизми, включващи обединяването на множество общности в енергийни кооперации.

²¹ Данни от изследването EU-SILC на Евростат за различни индикатори на бедността в страните – членки на ЕС.

²² Управление на енергийния сектор и енергийна (не)сигурност в България. София: Център за изследване на демокрацията, 2014.

²³ Център за изследване на демокрацията за проекта – ENABLE.EU. Социологическо проучване сред домакинствата за техните енергийни избори, 2017, участвали в допитването са 1,000 души.

4. ПОЛИТИКИ ЗА ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯ В ЕС – СРАВНИТЕЛНА ПЕРСПЕКТИВА НА ДОБРИ ПРАКТИКИ

Международната енергийна агенция (МАЕ) разграничава четири фактора, благоприятстващи, или съответно възпрепятстващи, увеличаването на броя просюмъри, а именно: икономически, поведенчески, технологични и политически. Анализът на икономическите включва, наред с останалото, стойността на фотоволтаичните системи, цените на електроенергията и съотношението между собственото потребление и производството. За поведенческите от основно значение са нефинансовите условия като еко съобразна идеология и постигане на по-голяма енергийна независимост. Технологичният аспект включва нови разработки за фотоволтаични мощности, електромобили, системи за съхранение, и управление на енергийното потребление и подобряване на енергийната ефективност. Специфичните национални условия се определят от наличността на покривно пространство за фотоволтаици, структурата на собствеността в сградите, състоянието на мрежата, административния капацитет и качество на управлението на засегнатите институции.

Макар и в законодателството на ЕС все още да няма точно определение за „просюмъри“, някои аспекти на понятието са вече включени в нормативните текстове относно малките производители на електроенергия в *Директивата за енергийна ефективност*, *Директивата за възобновяемите енергийни източници* и *Насоките за държавна помощ*. Например, *Директивата за възобновяемите енергийни източници* изисква приоритетен достъп до мрежата за електроенергията, произведена от възобновяеми източници и включва клауза за облекчени административни и регулаторни процедури по отношение на малките мощности, а *Директивата за енергийните характеристики на сградите* косвено насърчава самостоятелното производство на електроенергия на сградите, като поставя за целте да са с нулево енергийно потребление до 2021 г. Европейският парламент също призова да бъде призната важната и променяща се роля на потребителите в прехода към чист и децентрализиран енергиен сектор. В съобщението от 2016 г. за „Чиста енергия за всички европейци“, Европейската комисия подчертава необходимостта от законодателство, което да отразява прехода от консуматори към просюмъри.

През същата година Европейската комисия публикува проучване върху домакинствата-просюмъри с цел да идентифицира политическите и икономически двигатели и съответните законодателни пречки. Резултатите показват, че повечето държави членки са се опитали да създадат двойна законодателна рамка по отношение на децентрализираното производство: едната – само за случаите на собствено потребление и втора, която позволява продажбата на електроенер-

гия обратно в мрежата. МАЕ посочва, че малките производствени мощности за ВЕИ с капацитет до 10 кВт са най-разпространената форма на електроцентрали, управлявани от домакинствата²⁴; същото бе установено и от проучване на ЕС. Например, във Великобритания средният капацитет на фотоволтаичните инсталации е 3,5 кВт, което може да осигури над 60 % от годишното потребление на домакинствата (при 90 % усвояване). ЕС възприема тристепенен подход за определяне на капацитета за производство на електроенергия от ВЕИ: жилищният капацитет се определя на максимум 10 кВт, търговският – от 10 до 250 кВт, а промишленият – над 250 кВт инсталирана мощност²⁵. Това разграничение е необходимо заради различните ценови структури и нивата на собствено потребление, и следователно анализаторите посочват необходимостта от различни политики в различните сегменти.

Обикновено собственото потребление е рентабилно, когато периодът на потреблението съвпада с този на производството (предвид разходите, свързани със съхранението на енергията от възобновяеми източници). Търговските просюмъри реализират по-високи нива на собствено потребление спрямо жилищните, защото те произвеждат своята енергия в момента на потреблението (през деня), като за някои бизнеси нивата достигат 50-80 %, а определени търговски и производствени сгради могат да усвоят до 75-100 % от произведеното от тях електричество. Това се отразява пряко върху сметките за електроенергия и понижава върховото търсене в системата. За разлика от тях, жилищните фотоволтаични просюмъри обикновено използват до 30 % от произведената електроенергия, като остатъкът може да бъде продаден на мрежата, и потенциално да предизвика дисбаланс в електроразпределителната мрежа²⁶. Това говори за необходимостта от създаването на системи за съхранение и от въвеждането на блокови вериги (технология „Блокчейн“), за да може търгуването между просюмърите да сближи производството и потреблението или да промени потребителското поведение.

Кооперации за производство на електроенергия от ВЕИ

Един от най-ефективните във финансово отношение начини за децентрализация на енергийната система е разпространението на кооперациите за възобновяема енергия в Европа. Те се появиха като нов успешен бизнес модел в енергийния сектор, чието развитие е благоприятствано от националната политика, най-вече в Германия и в Дания. Добрите практики в тези държави могат да дадат насоки на ВЕИ политиката в България, тъй като производството на възобновяема енергия от отделни домакинства все още е твърде скъпо за много потребители. Кооперациите позволяват на домакинствата създаването на съвместни инвестиционни проекти, и възможността

²⁴ МАЕ, 2014.

²⁵ ЕК, Изследване върху „Жилищни просуматори в Европейския енергиен съюз“, май 2017, https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/study-residential-prosumers-energy-union_en.pdf

²⁶ ЕП. Кратък доклад „Просуматори на електроенергия“, 2016, [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS_BRI\(2016\)593518_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS_BRI(2016)593518_EN.pdf)

да споделят както финансовите, така и екологичните ползи от тази инвестиция.

Популярността на кооперациите в Дания и в Германия може да бъде обяснена с държавната подкрепа на подобни инициативи и традициите на тези страни в общностни енергийни проекти²⁷. Германия има дълга история в тази сфера, макар и на базата на изкопаемите горива, където около 10 % от общото търсене на електроенергия се посреща от производство в по-голямата си част от КТЕ. Още от началото на 90-те години на 20-ти век германците започват да инсталират покривни фотоволтаични системи и малки вятърни турбини. С първия закон за възобновяемите енергийни източници (EEG), въведен през 2000 г., са определени преференциални цени за ВЕИ проекти за 20 годишен период с цел да се насърчи тяхното интегриране на пазара. Енергийните кооперации (Energie-Genossenschaften) се появяват като модел, даващ на гражданите възможност да строят инсталации от по-голям мащаб като например соларни паркове. През 2012 г. електроенергията, произведена от покривни фотоволтаични инсталации – собственост на обикновени граждани, както и от по-мащабни инсталации – собственост на енергийни кооперации (вкл. граждани в по-широк смисъл²⁸) съставлява 46 % от общо 72,9 гВт инсталирана мощност за производство на електроенергия от ВЕИ²⁹. Допълнително, над 90 % от ветроенергийните паркове в Германия са стопанисвани от малки компании за инвестиции в енергийни проекти или от публични инициативи³⁰.

Голямата част от енергийните кооперации в Германия (75 %) финансират ВЕИ проектите чрез т.нар. кооперативни банки, 38 % от субсидии, 19 % със заеми от потребителски банки и 14 % от други източници. Кооперативните банки не само предоставят заеми, но и предлагат консултации относно маркетингови и застрахователни услуги за ВЕИ проектите. Енергийните кооперации в Германия се съсредоточават и върху добавената стойност за региона чрез използване на местни/регионални ресурси и работници. Те се възползват също и от данъчните приходи, свързани с енергийната търговия³¹. Груповото финансиране (crowdfunding) също се превърна в начин за финансиране на проекти – с няколко платформи, които са съсредоточени върху енергийните кооперации. Една от тях набра над 1,2 млн. евро през първата си година при средна инвестиция от 1 252 евро от 1 000 лица, като минималният размер на приеманите инвестиции беше 25 евро. През 2014 г. 90 % от съдружниците в енергийните кооперации в Германия са частни лица³². В Германия 86 % от енергийните кооперации произвеждат електричество, 19 % оперират об-

²⁷ www.rescoop.eu

²⁸ Едно по-широко определение на граждански енергийни проекти включва притежавани дялове в публични и частни дружества, произвеждащи енергия от възобновяеми източници, включително „Общински мощности“. (CLEW – „Климат, земя енергия и вода“ – рамка за интегрирана оценка на ресурсните системи).

²⁹ CleanEnergyWire. (2015). Citizen's Participation in the Energiewende. 10 March, 2015.

³⁰ <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/onshore-wind-power-germany>

³¹ <https://www.dgrv.de/en/services/energycooperatives/energycoopsfinancewithlocalcoopbanks.html>

³² CleanEnergyWire, Ibid.

ластни отоплителни мрежи, а 1 % оперират местни електроразпределителни мрежи³³. Средното минимално участие в тях е 652 евро на член, а общото средно участие е 3 652 евро.

През 2012 г. 80 % от енергийните кооперации са с капитал под 2 милиона евро, а само няколко – с капитал над 5 милиона евро³⁴; при стабилно съотношение на собствения капитал между 31 % и 100 % за над 60 % от анализиранияте проекти. По отношение на социалната структура, през същата година половината от енергийните кооперации имат между 3 и 100 членове, а 30 % – от 100 до 200 членове. Повечето от тях са мъже на възраст 35 и повече години (88 %), с висше образование (51 %), печелещи 2 500 евро или повече на месец (спрямо 11,5 % печелещи под 1 500 евро на месец). Енергийните кооперации в Германия се управляват демократично, като всеки член има по един глас, независимо от размера на собствената инвестиция. Почти всички (96 %) вярват, че са добре информирани по оперативните и организационни въпроси.

В Дания енергийните кооперации датират от 80-те години на 20-ти век, когато граждански организации построяват първите вятърни електроцентрали. Понастоящем 20 % от всички вятърни електроцентрали се управляват от кооперации³⁵. Дори и малките областни отоплителни инсталации в голямата си част са все още организирани на кооперативен принцип. Фотоволтаичните кооперации започват да се появяват в Дания от 2012 г. насам благодарение на правилата за нетно отчитане на потреблението и производство, и преференциалните тарифи за изкупуване на електроенергията от домакинства и кооперации, подаващи енергия обратно към мрежата. Фотоволтаичните проекти стават все по-привлекателни за домакинствата и кооперациите, след като прекомерното строителство на ветроенергийни мощности срещна обществена съпротива. В Дания съществуват четири основни форми на ВЕИ проекти, базирани в конкретна общност, които включват:

- Общи съдружия между индивидуални членове, които заедно вземат инвестиционни и производствени решения. Всеки член има право на един глас, независимо какво е дяловото му участие в проекта.
- Общинска собственост, в която общините организират частно дружество за управление на вятърни турбини – самостоятелно или в съдружие с местно енергийно предприятие.
- Общностни фондации, създадени от местни бизнеси или промишлени асоциации, с цел реинвестиране на печалбата от доставките на електроенергия в полза на общността.

³³ Енергийни кооперации Резултати от проучването на DGRV (към 31 декември 2015 г.), 2016, DGRV [https://www.dgrv.de/weben.nsf/2a1a6cd05dbb01c0c1256e2f005612d1/e7b7b885ccf6c6e8c1257e84004f9047/\\$FILE/Survey_Energy_Cooperations_2015.pdf](https://www.dgrv.de/weben.nsf/2a1a6cd05dbb01c0c1256e2f005612d1/e7b7b885ccf6c6e8c1257e84004f9047/$FILE/Survey_Energy_Cooperations_2015.pdf)

³⁴ Мюнхен, архив на RePEc (база данни – изследователски публикации по икономика). Перспективи на изследване върху кооперациите за производство на електроенергия от възобновяеми източници в емпиричния и теоретичен фокус на Германия. https://mpr.ub.uni-muenchen.de/55931/1/MPRA_paper_55931.pdf

³⁵ Информация за развитието на базираната в общността енергия в Дания, проект „Общностни мощности“ (Ко-мощности), достъпен на <http://www.communitypower.eu/en/denmark.html>

- Дялова собственост, в която частните предприемачи трябва или да предложат 20 % от акциите на проекта на местни жители, или да продадат част от проекта, например една вятърна турбина, на общностни организации.

Добри практики в мерките за подкрепа на децентрализацията

Съществуват три основни начина, по които държавите – членки на ЕС подкрепят децентрализацията на електроенергийния пазар и моделите за просюмъри:

- бесплатно подаване на електроенергия към електроенергийната мрежа;
- намаление на сметките им за електричеството, когато продават обратно на мрежата;
- или заплащане на просюмърите за електричеството, подавано към мрежата от електроразпределителните дружества³⁶.

Отново, Германия, Великобритания и Дания са водещи примери за предлагане на едни от най-ефективните регулаторни рамки за насърчаване на водени от гражданите технологии за възобновяема енергия.

Германия

Германия е разработила широк набор от механизми за подкрепа на възобновяемата енергия, включващ нисколихвени заеми, преференциални тарифи за изкупуване, доплащане към сметката за електроенергия и др.³⁷ Освен това, германският *Закон за възобновяемите енергийни източници* задължава мрежовите оператори да дават приоритетен достъп на възобновяемите мощности и ако е необходимо да разширят мрежата, за да включат новата електроцентрала и да изкупят с предимство произведената електроенергия³⁸. Операторите на ВЕИ мощности в Германия (независимо дали са собственици на инсталацията или не) по закон имат право на предимство за присъединяване към мрежата пред традиционните електроцентрали, като точката на присъединяване е или най-близката до мрежа на ниско напрежение или тази, която може да осигури по-добра техническа и икономическа устойчивост (дори и това да означава разширяване на инфраструктура). Собствениците на ВЕИ електроцентрали поемат разхода за присъединяване към мрежата в най-близката точка и за монтажа на интелигентни измервателни устройства. Операторите на разпределителните мрежи (ОРМ) може да определят точка на присъединяване, която да е различна от най-близката; но в такъв случай те трябва да поемат свързаните с това разходи. Всяко ОРМ

³⁶ Например Германия и Великобритания предлагат заплащане на просюмърите, докато Дания и Нидерландия предлагат компенсация на сметките за енергия (напр. нетно отчитане) на база подадената към мрежата електроенергия.

³⁷ Резюме на схемите за подкрепа, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/tools-list/c/germany/s/res-e/t/promotion/sum/136/lpid/135/>.

³⁸ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/summary/c/germany/s/res-e/sum/136/lpid/135/>.

може да определи своя собствена процедура за присъединяване към мрежата. Мрежовият оператор трябва да осигури на инсталацията достъп до мрежата, дори и това да изисква разширяване на мрежата или оптимизация (когато това бъде преценено като икономически разумно)³⁹.

Преференциалната тарифа за изкупуване е приложима към всички възобновяеми мощности (вятър, слънце, вода, геотермална енергия, биогаз и биомаса) под 100 кВт и обикновено се определя за 20-годишен период. Мрежовият оператор плаща на оператора на електроцентралата фиксирана цена на кВт/ч. Освен това, за просюмърите е въведена субсидия за наемодатели, които инсталират фотоволтаични електроцентрали с мощност до 100 кВт на покривите на сгради в градовете само за ползване в самите сгради (Tenant Electricity Surcharge), докато гореспоменатата тарифа за изкупуване покрива електроенергията, която се продава на мрежата. Субсидията за наемодатели зависи от инсталираната мощност и е с 8,5 евроцента по-ниска от преференциалната тарифа за изкупуване, тоест 3,81 евроцента за кВт/ч, за капацитети под 10 кВт.

Преференциалната тарифа за изкупуване, приложима към жилищни фотоволтаични инсталации, зависи от големината на инсталираната мощност и метода на поставяне (напр. покриви, фасади, шумови бариери), но варира между 8,91 и 12,70 евроцента за киловатчас. Ръстът на мощностите, управлявани от търговски просюмъри бе отрицателно повлиян през 2014 г., след въвеждането на допълнителната субсидия (която дава по-малко ползи за собственото потребление спрямо подаването на енергия към мрежата), приложена към фотоволтаични мощности за задоволяване на собственото производство, като по този начин временно спря увеличаването на търговските просюмъри⁴⁰.

Великобритания

Във Великобритания над половината от инсталираните ВЕИ електроцентрали са или жилищни, или общностни, като в сектора преобладават домакинствата и обединенията от домакинства. Производството на електроенергия от ВЕИ се подкрепя чрез няколко механизма: тарифа за изкупуване, договори за разлики, квотна система и данъчно-регулаторен преференциален режим. Възобновяемите мощности са присъединени към мрежата на принципа за недискриминация и мрежовият оператор е задължен да разшири капацитета на мрежата, ако е необходимо, за да поеме цялата възобновяема енергия,

³⁹ Оператори на електроцентрали, които подават електроенергия към мрежите на ниско и средно напрежение депозират „молба за присъединяване към системната мрежа“. Мрежовите оператори имат на разположение осем седмици да представят график, оценка на разходите, технически изисквания и др. След това операторът определя точка на присъединяване и изпраща оферта на оператора на инсталацията. Ако предложението бъде одобрено, инсталацията се присъединява към мрежата и може да започне да подава електроенергия. Подписването на договор за изкупуване на електроенергия между оператора и оператора на инсталацията не е задължително.

⁴⁰ МАЕ. Улавяне на потенциала на търговските просюмъри. Двигатели и възможности на политиките (RE-COM-PROSUMERS) <http://iea-rettd.org/wp-content/uploads/2016/08/RE-COM-PROSUMERS-Report.pdf>

произведена от една инсталация; но няма задължението да даде приоритетен достъп до мрежата⁴¹. ВЕИ инсталациите (използващи вятърна, слънчева и водна енергия) с капацитет до 5 мВт (и над 50 кВт) са допустими за преференциалната тарифа на изкупуване, която важи за голяма инсталация⁴², и се определя в съответствие с категорията на инсталирания капацитет, разположение в ограничителния лимит (deployment cap) и технологията.

Тарифите се коригират ежегодно в съответствие с индекса на цените на дребно. През февруари 2016 г. бяха въведени ограничителни лимити за изкупуване⁴³. „Задължението за енергия от възобновяеми източници“ (ЗВЕИ) е квотен механизъм, според който определена част от доставяната от крайните снабдители електроенергия трябва да бъде от възобновяеми източници; задължението е приложимо за мощности над 5 мВт (оператори на инсталации с капацитет между 50 кВт и 5 мВт могат да избират между двете схеми). Този модел беше прекратен за всички нови мощности, инсталирани след 31 март 2017 г. (Намерението това да бъде направено беше обявено през 2011 г., като ЗВЕИ по отношение на по-големите мощности беше заменено с договори за разлика).

Договорите за разлика представляват споразумения между оператор ВЕИ електроцентраля и Компанията за договори за ниски въглеродни емисии (LCCC), изцяло притежавана от правителството на Великобритания, като договорите функционират на база „пазарна цена“ (market price) и предварително договорена „премийна цена“ (strike price). Този модел подкрепя възобновяемата енергия като осигурява предсказуеми парични потоци в дългосрочен план и понастоящем е основният инструмент на Великобритания за насърчаване на инвестициите във ВЕИ. Плащанията се извършват и в двете посоки – когато пазарната цена е под договорената, компанията плаща на оператора на инсталацията разликата; а когато пазарната цена е над договорената, операторът плаща разликата на държавната компания. Схемата се финансира от специална такса – Задължението на доставчика, а оперативните разходи на държавната институция се финансират чрез Налога за оперативните разходи, приложим за всички доставчици на електроенергия от Великобритания⁴⁴. Операторите на ВЕИ инсталации трябва да участват в Разпределителната сесия (до момента е имало две – през октомври 2014 г. и през април 2017 г.). В сила от април 2017 г., схемата за договори за разлика е единственият модел за подкрепа на всички нови инсталации за енергия от възобновяеми източници с мощност над 5 мВт.

Освен това, малките мощности под 50 кВт (вятърни и соларни) участват в сертификационната схема за микропроизводство (ССМП) и не са включени в описаните наредби, приложими за по-големите мощ-

⁴¹ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/tools-list/c/united-kingdom/s/res-e/t/gridaccess/sum/204/lpid/203/>.

⁴² <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/applicants/roo-fit-large-installations>

⁴³ 4 тарифни периода в годината за възобновяеми източници и 2 за микро КТЕ.

⁴⁴ <https://www.emrsettlement.co.uk/about-emr/contracts-for-difference>

ности⁴⁵. Сертификационната схема за микропроизводство се прилага и към всички микроинсталации за комбинирано производство на топлина и електричество (КТЕ)⁴⁶.

Дания

Целта на Дания е през 2030 г. да задоволява 50 % от енергийните си нужди от ВЕИ, а до 2050 г. да стане „нисковъглеродно“ общество⁴⁷. Мрежовите оператори са задължени да присъединяват инсталациите за възобновяема енергия на принципа на недискриминацията (без даване на специално предимство на ВЕИ мощностите) и макар че трябва да разширяват капацитета си при определени условия, операторите на ВЕИ централи нямат привилегии в подобна ситуация⁴⁸. Посредством *Закона за насърчаване на възобновяемата енергия*, в Дания производството на енергия от възобновяеми източници (водна енергия, вятър, слънце, биогаз, биомаса) е подкрепено с премийна тарифа. По отношение на соларните фотоволтаични инсталации, от 2016 г. насам за включване в тарифата са допустими само инсталации с капацитет под 500 кВт, включително съвместно притежаваните фотоволтаици, с или без собствено потребление, както и битовите инсталации за собствено потребление, при приблизителна стойност на тарифата от 10 евроцента за кВтч през 2017 г.⁴⁹ Тези, които потребяват цялата или част от произведената от тях електроенергия, са (частично) освободени от такса по Задължението за обществена услуга (ЗОУ), въведена в подкрепа на ВЕИ. Energinet.dk (независимо публично предприятие, собственост на Министерството на климата и енергетиката на Дания, което притежава, управлява и разработва системи за пренос на електроенергия и природен газ в страната) предоставя гаранции по заеми и подкрепа при проучвания за осъществимост за асоциации и местни инициативи за производство на електроенергия от вятъра, при общ бюджет от 10 млн. евро и максимална гаранция от 67 хил. евро за проект.

⁴⁵ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203/>.

⁴⁶ Микропроизводство. Схема за сертифициране: малки инсталации <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/applicants/microgeneration-certification-scheme-mcs-small-installations>

⁴⁷ МАЕ. Енергийни политики на страните от МАЕ. Дания, 2017. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofEACountriesDenmark2017Review.pdf>

⁴⁸ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/tools-list/c/denmark/s/res-e/t/gridaccess/sum/95/lpid/96/>.

⁴⁹ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-law-on-the-promotion-of-renewable-energy/lastp/96/>.

5. ПРАВНА И РЕГУЛАТОРНА РАМКА ЗА МАЛКИТЕ ВЕИ МОЩНОСТИ В БЪЛГАРИЯ

България има едни от най-тежките процедури в ЕС по отношение на инсталирането и експлоатацията на малки фотоволтаични мощности, особено що се отнася до достъпа до мрежата и оперирането на електроцентралата. Непредсказуемостта на политиките, нормативната уредба и стимулите в сектора са другата основна пречка пред желаещите да инвестират в нови мощности, като техният брой, според статистиките, бързо намалява. Като илюстрация, в миналото е имало случаи, когато електроенергийният системен оператор е решавал да ограничи производството от инсталации за възобновяема енергия до 40-60 % от капацитета им в часовете между 10:00 и 17:00 (с аргумент да бъде поддържана стабилността на електропреносната мрежа), оказвайки по този начин съществено въздействие върху финансовата устойчивост на фотоволтаичните проекти.

Стимулите (понастоящем преференциалната тарифа за изкупуване на енергия, приложима за мощности под 30 кВт) не са достатъчни, за да компенсират ограниченото финансиране за фотоволтаични проекти и липсата на механизми за субсидиране като например безвъзмездна държавна помощ, заеми за зелена енергия и др. Чуждите инвестиции в сектора също бяха отрицателно повлияни от голямата непредсказуемост на политиките и честите промени в регулаторната рамка. Заради високите авансови (но ниски експлоатационни) разходи и относително дългия период на изплащане, фотоволтаичните мощности се нуждаят от по-предсказуема среда, за да могат да се развиват. Българската схема за подкрепа на нови мощности под 30 кВт за след 2020 г. е все още неясна, а някои от основните стратегически документи като Националния план за климат и енергетика (НПКЕ) са все още в процес на разработване, което оставя отворени много въпроси относно бъдещото развитие на енергийната политика на страната.

Законодателната рамка за малките ВЕИ мощности зависи от няколко взаимосвързани закона, наредби и стратегически документи. Най-важните стълбове на българската енергийна политика са:

- Закон за енергетиката;
- Закон за енергията от възобновяеми източници;
- Закон за енергийната ефективност;
- Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.;
- Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници.

В периода 2008 – 2009 г. бяха приети държавни стимули за развитието и експлоатацията на нови източници на възобновяема енергия

в отсъствието на подходяща регулаторна рамка. През 2011 – 2012 г. държавата реагира на спекулативния инвеститорски интерес във ВЕИ с административни и регулаторни ограничения вместо с отмяна на стимулите. Последното създаде идеална среда за корупция. Резултатът от всичко това бяха неизплатени задължения от 700 млн. лева (прибл. 358 млн. евро) от доставчика на електроенергия на регулирания пазар, Националната електрическа компания (НЕК), към ВЕИ производителите, както и блокиране на по-нататъшните инвестиции във ВЕИ сектора след 2014 г. Макар че бумът на ВЕИ в България помогна на правителството да изпълни ангажимента си към ЕС – 16 % от крайното потребление на енергия да бъде от възобновяеми източници до 2020 г., страната плати висока цена с унищожаването на общественото доверие и имиджа на зелената енергия сред обикновените граждани⁵⁰.

Анализ на заинтересованите лица

Заинтересованите лица, които реално определят дали внедряването на малки ВЕИ електроцентрали в жилищния сектор ще е успешно, са много. Анализът кратко разглежда ролята на всеки един от тях:

а) Народното събрание приема националната правна рамка:

Народното събрание прие първия вариант на *Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ)* през май 2011 г. в изпълнение на изискванията на *Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници*. Оттогава Законът е изменян няколко пъти. В националната законодателна рамка са въведени допълнителни условия относно управлението на енергията от възобновяеми източници – Енергийна стратегия на България до 2020 г. (приета през юни 2011 г.), *Закон за енергетиката* и др. Съвсем наскоро, през май 2018 г., Народното събрание прие общо изменение на *Закона за енергетиката*, с което задължи всички производители на енергия от възобновяеми източници с капацитет от най-малко 4 мВт да продават цялото произведено от тях количество електроенергия на Българската независима енергийна борса чрез договори за премии, при които изкупната цена на електроенергията се определя от българския енергиен регулатор на всеки шест месеца. Тъй като цената в договорите за премии е под тази в действащия дългосрочен договор за изкупуване, дружествата ще получават компенсаторна премия – на практика разликата между пазарната и договорната цена.

б) Ресорни министерства (на енергетиката, благоустройството и др.) – постановяват подзаконовата нормативна уредба:

Министерството на енергетиката е водещото ведомство по изпълнението на националната енергийна политика. Заедно с Министерството на околната среда и водите и Министерството на регионал-

⁵⁰ Управление на енергийния сектор и енергийна (не)сигурност в България. София: Център за изследване на демокрацията, 2014.

ното развитие и благоустройство, те отговарят за изпълнението на националната енергийна политика на България. Министерството на енергетиката е също така едноличен акционер в някои от най-големите енергийни дружества на страната, които са обединени в Българския енергиен холдинг (БЕХ). Наред с останалите, акционерното участие в БЕХ включва 100 % собственост на следните дружества: НЕК – общественият доставчик на електроенергия и собственик на най-големите водни електрически централи (ВЕЦ) в България; АЕЦ Козлодуй – единствената атомна електроцентрала в страната; ТЕЦ Марица Изток 2 – най-голямата топлоелектроцентрала на Балканския полуостров, работеща с лигнитни въглища; мини „Марица Изток” – най-голямата мина за лигнитни въглища в България; Електроенергийният системен оператор – собственик на преносната мрежа на високо напрежение; Булгартрансгаз – собственик на националната газопреносна мрежа на високо налягане и подземното газохранилище „Чирен”; Булгаргаз – публичният доставчик на природен газ и др. Доскоро НЕК отговаряше за изкупуването на цялото количество електроенергия, произведена от ВЕИ, включвайки я в енергийния микс на регулирания пазар. Тъй като НЕК продава електроенергията на регулирания пазар на цени под производствените, това води до огромен тарифен дефицит, който през 2014 г. надхвърли 250 млн. лева. С цел да стабилизира финансовото здраве на НЕК, държавата въведе фонд „Сигурност на електроенергийната система” (ФСЕС), който събира таксата „Задължение към обществото” от всички крайни потребители, приходите от продажба на квоти на въглеродни емисии и 5 % данък върху доходите от продажба на електроенергия, наложен върху електроцентралите и системните оператори на преносни мрежи. Понастоящем ФСЕС компенсира пряко разликата между начисляваната от НЕК регулирана пазарна цена и цената за изкупуване на електроенергията, включително тази, която е базирана на преференциалните тарифи за изкупуване на енергия от възобновяеми източници и КТЕ.

- в) Национален енергиен регулатор (Комисията за енергийно и водно регулиране) – отговаря за регулиране на специфични аспекти от оперирането на ВЕИ сектора (например правилата за търговия с електрическа енергия, за балансиране на пазара и др.):

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) е институцията, отговаряща за управлението на енергийния сектор, включително и на ВЕИ. КЕВР има 9 членове, включително председател, а при осъществяване на дейността си тя се подпомага от администрация за четирите регулирани от нея сектора: електроенергия, природен газ, отопление, водоснабдяване и канализация. Наред с определянето на цените на регулирания пазар, включително и тези произтичащи от договори за премии, правомощията на Комисията включват и определяне на стимули за развитие на електроенергийните мрежи, които са задължени да присъединят ВЕИ мощности от различен мащаб и независимо дали става дума за децентрализирано производство на електроенергия. КЕВР отговаря и за справедливото разпределяне на допълнителните разходи от тарифната схема за изкупуване между всички потребители, които

са свързани с преносната и разпределителната мрежа. Всяка година до 30 юни, по силата на дългосрочен договор, регулаторът определя нивото на тарифите за изкупуване на енергията за всички работещи с ВЕИ инсталации според категорията и капацитета им. КЕВР приема и вторичната нормативна уредба, която е свързана с присъединяване на производители и клиенти към преносната и разпределителната мрежа, включваща присъединяване на ВЕИ.

г) Агенция за устойчиво енергийно развитие (АУЕР)

АУЕР отговаря за общото управление на производителите на възобновяема енергия във връзка със сертифицирането на обемите възобновяема енергия и воденето на специален регистър на сертификатите за произход на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници. Агенцията отговаря и за контрола по изпълнението на българския Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници (НПДЕВИ). Правомощията ѝ са определени със *Закона за енергията от възобновяеми източници* (ЗЕВИ). АУЕР отговаря и за изпълнението на националната политика за енергийна ефективност в съответствие с националното законодателство.

д) Държавният електроенергиен системен оператор (ЕСО) и частните електроразпределителни дружества отговарят за присъединяването към мрежата посредством притежаваните от тях мрежови оператори

ЕСО е собственик на преносната мрежа (линии на високо напрежение от 110 до 400 киловолта, както и подстанции, измервателна инфраструктура и др.). Дружеството отговаря за присъединяването на ВЕИ производителите към мрежата, включително ВЕИ мощности с капацитет над 5 мВт, както и за диспечерирането на националната преносна мрежа и за поддържането на баланса между производството и търсенето. На всеки две години ЕСО изготвя десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа (ДПРЕМ), в който предвижда инсталирането на нови мощности за производство на електроенергия от ВЕИ.

Мрежовите оператори в България притежават регионален монопол върху разпределителните мрежи (линии на средно и ниско напрежение – от 110 до 0,4 киловолта, включително подстанции, трансформаторни станции, измервателна инфраструктура и др.). Към момента съществуват четири лицензирани дружества, опериращи разпределителните мрежи: „ЧЕЗ Разпределение България“ – отговаря за мрежата в Западна България; „Разпределение Юг“ – част от „EVN България“, отговаря за югоизточната част на страната; „Електроразпределение Север“ – част от „Енерго-Про Варна“ холдинг, отговаря за североизточната част, а Електроразпределително дружество „Златни пясъци“ управлява разпределителната мрежа в едноименния черноморски курорт в Североизточна България. През първото тримесечие на всяка година мрежовите оператори представят прогнози за новите ВЕИ мощности, които се очаква да

бъдат присъединени към мрежата през годината. След това ЕСО обобщава прогнозата за новото производство и я представя пред енергийния регулатор за одобрение. Прогнозата не включва най-малките ВЕИ електроцентрали (с капацитет под 30 кВт). От 2015 г. насам ЕСО неизменно прогнозира нула мВт нови ВЕИ мощности, присъединени към мрежата. До голяма степен това е отражение на непроменящия се производствен профил на инсталациите за вятърна и слънчева енергия, но е донякъде странно що се отнася до бързия ръст (макар и започнал от ниски стойности) на производството на електроенергия от биомаса.

Макар че и четирите оператора се регулират от КЕВР, редът и начина за присъединяване на малки ВЕИ електроцентрали, както и свързаните с тях административни процедури, могат да се различават и да водят до различни практики. Таксите за одобрение на присъединяването са различни, както са различни и необходимите стъпки за координация с другите компетентни органи (напр. мрежови оператори, община и др.).

е) Други национални и местни органи:

Общинските администрации отговарят за няколко основни процедури, свързани с инсталирането на нови ВЕИ мощности с малък капацитет. Тези процедури включват издаване на разрешения за ползване на земята, за строеж, както и одобрение на архитектурни и технически планове. Общинските администрации следят и за присъединяването на покривните соларни системи и други ВЕИ мощности с малък капацитет, като работят тясно с мрежовите оператори. Така например, те не могат да сключат окончателен договор за присъединяване към мрежата на фотоволтаични инсталации без наличието на разрешение за строеж. В различните общини наборът от административни процедури е различен; в някои от тях са по-сложни поради становищата на администрацията по околната среда/здравеопазването относно предполагаемото увреждащо въздействие на новите инсталации. До известна степен този проблем е резултат от невежество и липса на достоверна информация за фотоволтаичните централи. Някои общини изискват плановете да съдържат точни спецификации на доставеното оборудване (напр. марка и електротехнически параметри на модулите), което създава излишен административен товар.

Услуги по кадастъра – обикновено е необходимо доказателство за собственост наред със скица на поземлен район, върху който ще се инсталира разпределения капацитет за производство на възобновяема енергия. Кадастърът далеч не е идеален и все още голяма част от територията на България – над 40 % – остава необхваната от неговите услуги.

ж) Гражданско общество

Широката общественост имаше сравнително неутрално отношение към ВЕИ сектора, поне през първите години от неговото развитие,

след като през 2007 г. беше приет първият закон за насърчаване на възобновяемите енергийни източници. Липсваха и възражения срещу определените от КЕВР високи изкупни цени, поне до настъпването на инвестиционния бум през 2011 и 2012 г. През този период медиите също бяха неутрални и представяха новите ВЕИ технологии като начин за намаляване на въглеродните емисии в икономиката и не възразяваха срещу свързаните с това цени.

Ситуацията се промени, когато политическият дневен ред трябваше да се нагоди към бързо нарастващите капацитети на ВЕИ мощностите, които бяха субсидирани през цената за крайния потребител. КЕВР използваше кръстосано субсидиране на цените за битово потребление чрез по-високите цени за местната индустрия. Увеличението на цените в електроенергийния сектор и ниският среден доход на българските домакинства породиха масово недоволство срещу електроразпределителните дружества, което ескалира в протести срещу правителството и доведе до неговата оставка в началото на 2013 г. Средствата за осведомяване познават добре нагласите на своите читатели и зрители, поради което електроенергийният сектор заема водещите заглавия, само ако причината е увеличение на цените за крайния потребител. Един от сюжетите, представян от националистическите партии и приет от много граждани за истина е, че причината за високите цени са изцяло субсидираните ВЕИ мощности.

Може да се каже, че битовите потребители на електроенергия са неутрални към видовете технологии, които се използват за производство на електроенергия. Домакинствата продължават да са най-силно загрижени за цената на електроенергията и разглеждат енергийните избори не от позицията на въглеродния отпечатък, а основно от позицията на разходите, свързани със съответната енергия. Техният „избор“ да използват енергия от мрежата е естествен, като се има предвид, че регулираните цени остават все още относително ниски заради субсидиите, особено в сравнение с възможностите за самостоятелно производство на електроенергия. При наличието на подходящи стимули, съчетани с достъпни финансови алтернативи, нагласата на домакинствата може да бъде наклонена в подкрепа на малките ВЕИ, включително за използването им в домовете.

Пречки пред развитието на малките ВЕИ мощности

По принцип, законодателната рамка в България не прави разграничение между различните производители на електроенергия от ВЕИ, така че за просюмърите и енергийните кооперации не съществува конкретна регулаторна рамка. Макар и да съществуват някои изключения или опростени процедури за малки сградни мощности под 30 кВт, които вече са присъединени към мрежата, административната процедура за малките инсталации остава тромава и е по-подходяща за производители от индустриален мащаб, които имат възможност да отделят необходимия административен ресурс. Инсталирането на малки покривни фотоволтаични електроцентрали върху жилищни сгради в България е възпрепятствано от многобройни сложни процедури. С изменението през 2011 г. на *Закона за*

устройство на територията (ЗУТ) е въведена опростена процедура за соларните системи с мощност под 30 кВт. Съгласно същите промени, за ВЕИ мощности под 30 кВт не се изисква разрешение за строеж, включително за тези, които са монтирани върху вече съществуващи сгради⁵¹.

Изменение на ЗЕВИ от април 2012 г. въвежда по-формален опростен режим за изграждането на малки фотоволтаични системи върху покриви и подобни повърхности, като съкращава броя на процедурите, които трябва да бъдат изпълнени за големи и средни наземни фотоволтаични инсталации. Опростената процедура е приложима и за мощности до 30 кВт, инсталирани върху жилищни сгради, мощности до 200 кВт поставени върху промишлени сгради/складове, малки ВЕЦ с капацитет до 1,5 мВт и инсталации за биомаса до 500 кВт (за биомаса и селскостопански отпадъци) и до 1,5 мВт (за биомаса, състояща се от поне 60 % тор)⁵². Според законодателните промени, процедурите не трябва да отнемат повече от два месеца, но на практика са нужни повече от четири заради няколко противоречащи си разпоредби. Един от примерите е преходната разпоредба на ЗЕВИ, която след 2016 г. позволява на мрежовите оператори да променят срока за присъединяване на големи фотоволтаични инсталации, ако те допринасят за потенциалното дестабилизиране на енергийните мрежи. Електроразпределителните дружества се опитват да прилагат същия подход и спрямо малкия жилищен фотоволтаичен сегмент⁵³.

Наредба № 6 от 24 февруари 2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи (Наредба № 6) дава също възможност на операторите да отказват присъединяване на ВЕИ инсталации към мрежата⁵⁴, ако а) няма техническа възможност за присъединяване на производителя в желаната от него времева рамка или б) когато присъединяването на този производител може да доведе до влошаване на доставките на електроенергия за други потребители поради липсата на капацитет. Това е в противоречие с дадения от самия ЗЕВИ преференциален статут за присъединяване на жилищните инсталации. От друга страна, понякога крайните снабдители отказват да изкупят малкото количество електроенергия от покривните фотоволтаични инсталации с мотива, че първо електроцентралата трябва да покрие нуждите на самото жилище и едва след това да бъде изкупена останалата електроенергия. „Собствени нужди“ се тълкува погрешно като електроенергията, която е необходима за цялата сграда,

⁵¹ Чл. 147, Закон за устройство на територията

Съгласно чл. 137, ал. 1, т. 6 от ЗУТ този вид обекти са определени като обекти от шеста категория, за които в чл. 178, ал. 2 от ЗУТ е въведено и друго нормативно облекчение, а именно: Не подлежат на въвеждане в експлоатация строежите от шеста категория.

⁵² Чл. 24, Закон за енергията от възобновяеми източници, <https://www.lex.bg/laws/ldoc/2135728864>

⁵³ ФВ мрежа (2014) България: малки жилищни ФВ, <http://www.pvgrid.eu/database/pvgrid/bulgaria/national-profile-2/residential-systems/2272/small-scale-residential-pv-1.html>

⁵⁴ Чл. 11, Наредба № 6 от 24 февруари 2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи, <https://www.lex.bg/laws/ldoc/2136150122>

върху чийто покрив е разположена фотоволтаичната инсталация. Този проблем обикновено се решава чрез регистрирането на юридическо лице, защото тогава понятието „собствени нужди“ се тълкува само като потребности на конкретното домакинство, когато става въпрос за многофамилни сгради⁵⁵. В допълнение към това, стандартните договори и отношението към малките ВЕИ мощности са различни при различните мрежови оператори. Някои от тях не посочват точка на присъединяване в предварителната официална оценка, на базата на която се извършват всички лицензионни процедури за изграждането на системата.

Освен това административните процедури не са еднакви в отделните общини. В някои процедурите са по-сложни или по-скъпи, което води до допълнителни разходи или значително забавяне във времето, което намалява стимула на домакинствата изобщо да започнат подобна инвестиция. Според ЗУТ, общините отговарят за процедурата по издаване на разрешително за строеж. Съгласно чл. 147, ал. 14 от Закона, за ВЕИ електроцентрали с мощност до 30 кВт не се изисква одобрение на инвестиционни проекти за издаване на разрешително за строеж. Тази част е най-времеемката от целия инвестиционен цикъл и отнема около 100 дни, като сроковете за издаване на разрешенията не винаги се спазват поради липса на административен капацитет, но също и поради корупционен натиск, упражняван от общинските служители. Забавянето е въпреки факта, че ЗУТ класифицира ВЕИ централите до 30 кВт в обект от категория шест, която включва построяването на малки битови и стопански постройки или изграждане на допълнителни архитектурни елементи при жилищни обекти и се ползва с облекчен режим на одобрение. В допълнение, за много урбанизирани територии липсва улична регулация като част от подробния устройствен план, което затруднява локализирането на жилищната и електроенергийна инфраструктура, която трябва да бъде обновена, за да позволи инсталирането на нови ВЕИ мощности. Общините нямат нито бюджет, нито персонал за извършването на всички процедури, които са необходими за цялостната регулация на урбанизираните територии.

Регулаторна рамка за просюмъри

Не съществува специална правна рамка, уреждаща децентрализираното производство на електроенергия. Единствената разлика в нормативната уредба за инсталирането на нови ВЕИ мощности е свързана с големината на инсталацията. Инсталациите с мощност под 30 кВт са единствените ВЕИ централи, които все още имат право да получават фиксирани преференциални цени за изкупуване при присъединяване към мрежата. Липсата на диференциран режим за присъединяването на малки ВЕИ мощности на практика означава, че административната тежест е много по-голяма спънка за домакинствата и малкия бизнес отколкото за енергийните дружества, които инвестират в големи мощности. Въвеждането на бърза процедура

⁵⁵ Наредба № 6 от 24 февруари 2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи, <https://www.lex.bg/laws/ldoc/2136150122>

за присъединяване на малки ВЕИ мощности и административно обслужване на „едно гише“ биха ускорили процеса на присъединяване и биха създали по-големи стимули за децентрализирано производство на електроенергия, което ще е от съществено значение за отключването на огромния ВЕИ потенциал на страната.

Правната рамка за инсталиране на ВЕИ мощности не е ограничена само до законодателна уредба, но обхваща и всички административни, регулаторни и общински подзаконовни нормативни актове като наредби и процедурни разпоредби. Бюрократичната процедура за инсталиране на малки ВЕИ мощности напомня повече на тази за изграждане на голям, строително-инженерен проект, отколкото за монтаж на малка електроцентрала на покрива. Инсталирането на слънчев панел, ветроенергиен генератор или генератор за биомаса трябва да става върху *регулирана* територия, което означава, че официално определеното предназначение на земята, където ще бъде изградена инсталацията, не може да бъде променяно. На практика това ограничава използването на земеделски земи и гори от дребните инвеститори.

Основният обем от административни процедури е уреден в *Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ)*, от *Наредба № 6 за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи* (по-конкретно глава 5 за ВЕИ) и от ЗУТ. ЗЕВИ съдържа основните елементи на механизма за държавна подкрепа за новите производствени мощности, използващи ВЕИ. Наредба № 6 (според изискването на чл. 116 от *Закона за енергетиката*) посочва административните стъпки за присъединяване на електрогенерираща мощност към мрежата, а ЗУТ управлява строителния етап на инвестиционния процес. Специална подзаконова уредба ръководи някои от по-специфичните етапи при инсталирането и експлоатацията на ВЕИ мощностите.

Административни процедури за малки ВЕИ електроцентрали

След като едно домакинство или бизнес вземат решение за инвестиция в малка електроцентрала, преди да започне експлоатацията на новата инсталация трябва да бъдат изпълнени следните основни административни стъпки, определени от *Наредба № 6 за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи* и ЗЕВИ^{56,57}:

⁵⁶ Наредба № 6 от 24.02.2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи, издадена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 31 от 4.04.2014 г., в сила от 4.04.2014 г., изм. и доп., бр. 36 от 13.05.2016 г., в сила от 13.05.2016 г., изм., бр. 77 от 4.10.2016 г., в сила от 4.10.2016 г.

⁵⁷ Закон за енергията от възобновяеми източници, в сила от 03.05.2011 г., Обн. ДВ. бр. 35 от 3 Май 2011 г., изм. и доп. ДВ. бр. 29 от 10 Април 2012 г., изм. и доп. ДВ. бр. 54 от 17 Юли 2012 г., изм. и доп. ДВ. бр. 15 от 15 Февруари 2013 г., изм. ДВ. бр. 59 от 5 Юли 2013 г., изм. ДВ. бр. 68 от 2 Август 2013 г., изм. и доп. ДВ. бр. 109 от 20 Декември 2013 г., изм. ДВ. бр. 33 от 11 Април 2014 г., изм. ДВ. бр. 65 от 6 Август 2014 г., изм. ДВ. бр. 14 от 20 Февруари 2015 г., изм. и доп. ДВ. бр. 17 от 6 Март 2015 г., изм. ДВ. бр. 35 от 15 Май 2015 г., изм. и доп. ДВ. бр. 56 от 24 Юли 2015 г., изм. ДВ. бр. 100 от 18 Декември 2015 г., изм. ДВ. бр. 58 от 18 Юли 2017 г., изм. и доп. ДВ. бр. 38 от 8 Май 2018 г.

Административна процедура по присъединяване**1. Подаване на искане за проучване на условията за присъединяване**

- Всички физически и юридически лица, желаещи да построят инсталация за производство на електроенергия от възобновяеми източници (до 5 мВт) или да увеличат капацитета на вече съществуваща инсталация, подават писмено искане до съответния мрежови оператор (на районен принцип) за присъединяване към мрежата – искане за проучване на условията за присъединяване. Молбата трябва да бъде съпроводена от редица документи, включително доказателство за собственост, строителен проект, одобрен от архитекта на общината, удостоверение, че имотът е в регулация и подробна техническа спецификация на електроцентралата. Производител на електрическа енергия от възобновяеми източници по чл. 24 от ЗЕВИ, който предвижда да използва произвежданата енергия за собствено потребление, посочва това в искането.
- В случай, че електроразпределителното дружество поиска информация или документи, които не са били представени заедно с молбата, на кандидата е предоставен срок от 14 дни, за да ги подаде. След това операторът има още 14 дни, за да прецени дали молбата е изцяло попълнена. Лицето, подало искането за проучване, отстранява непълнотите и несъответствията в документите или представя допълнително изискваните документи и информация в 30-дневен срок от датата на уведомлението. Процедурата по присъединяване на обекта се прекратява, когато лицето, подало искането, не отстрани непълнотите и несъответствията в документите или не представи допълнително необходимите документи и информация в срока.
- Мрежовите оператори имат на разположение 30 работни дни, за да разгледат цялата документация и да издадат мотивирано становище дали проектът е приемлив (в случай, че точката на присъединяване към мрежата съвпада с тази на измервателния уред), разглеждането на молбата отнема 15 дни.
- Ако новата инсталация изисква преместване на електроенергийната инфраструктура (което става ясно в етапа на изготвяне на оценката), ВЕИ производителят покрива разходите и е отговорен за изпълнението на съответните дейности. Това изискване противоречи на чл. 27, ал. 2 от ЗЕВИ, който постановява, че разходите за изграждане на съоръжения за присъединяване на енергийния обект на производител към съответната мрежа от границата на собственост на електрическите съоръжения до мястото на присъединяване, както и за развитие, включително реконструкция и модернизация, на електрическите мрежи във връзка с присъединяването са за сметка на собственика на съответната мрежа. Двете нормативни уредби създават сиво пространство при одобренията за присъединяване на нови електроцентрали, което дава възможност на мрежовите оператори да дискриминират малки ВЕИ мощности.

2. Искане за договор

- Лицето, което е получило положително становище от мрежовия оператор и одобрение на искането за присъединяване, подава искане за договор в рамките на шест месеца от получаване на становище за присъединяване на инсталацията към мрежата, като представи оценка от електроинженер в съответствие с изискванията за строежи от шеста категория (ЗУТ) и разрешение за строеж.
- Мрежовият оператор има 30 дни, за да подготви проектен договор. За всички електроцентрали с мощност до 200 кВт, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради, както и за електроцентрали с комбиниран цикъл, използ-

АДМИНИСТРАТИВНА ПРОЦЕДУРА ПО ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)

ващи животинска (до 1,5 мВт) и растителна (до 500 кВт) биомаса или водноелектрически централи с мощност до 1,5 мВт, се премахва гаранцията от 5000 лв. за всеки мВт инсталирана мощност за участие в процедурата.

- Мрежовият оператор има право отново да изисква техническата и юридическа информация, която инвеститорът е представил и при подаването на молбата за присъединяване на електроцентрала към мрежата, като същите срокове важат и при процедурата за сключване на договор. Наличието на възможност операторът на електроразпределителната мрежа отново да поиска цялата налична документация по проекта, увеличава ненужно административната тежест и създава условия за изкуствено забавяне на финализирането на процеса.
- Операторът на разпределителната мрежа има на разположение 30 дни от датата на сключване на договора за присъединяване, за да изготви работни проекти за изграждане на съоръженията, свързани с присъединяването. За мощност по-голяма от 5 кВт се изгражда задължително симетрична, трифазна генерираща система. Мястото на присъединяване съвпада с мястото, на което монтирана електроцентрала само в случаите, при които инсталираната генерираща мощност не надвишава предоставената мощност за присъединяване на сградата като клиент, т.е. потребител на електроенергия. В случаите, когато генериращата мощност е по-голяма от тази за потребление на сградата, мястото на присъединяване може да не е в непосредствена близост до мястото, където е монтирано средството за търговско измерване на потребяваната в имота електрическа енергия на сградата като обект на клиент, и се определя от технически подходящата за тази мощност точка от разпределителната мрежа. Това може да доведе до много големи разходи за инвеститора, особено когато инсталираната електроцентрала се намира в еднофамилна къща с по-ниско потребление, отколкото в многофамилна сграда, където потребяващата мощност позволява инсталиране на електроцентрала с по-голяма мощност. На този етап се определя и цена за присъединяване, която варира от 444 лв. за мощности до 6 кВт до 2316 лв. за електроцентрали от 16 до 50 кВт.
- Мрежовият оператор трябва да завърши дейностите не по-късно от 30 дни след официалното уведомление на инвеститора за завършване на електроцентрала. Уведомлението е съпроводено с документи и чертежи, удостоверяващи основните технически параметри на инсталацията и строителните етапи. Мрежовите оператори имат 7 дни за проверка на предоставената документация (в случай, че уведомлението не съдържа цялата необходима информация, инвеститорът има на разположение още 7 дни, за да я представи на електроразпределителното дружество; в противен случай молбата се отхвърля).

3. Присъединяване към мрежата

Когато искането бъде финално одобрено, в седемдневен срок операторът и производителят определят дата за техническо изпитание на инсталацията, като датата не може да бъде по-късно от 14 дни след одобрението на декларацията. Производителят, отговорното за монтажа лице и мрежовият оператор подписват протокол за съответствие.

- Присъединяването към мрежата се разрешава при представянето на:
 - декларация за приемане на общите условия за достъп до мрежата на съответното електроразпределително дружество;
 - копие от договор за изкупуване на произведената електроенергия с крайния снабдител (за регулирания пазар по преференциални цени, определяни от КЕВР) или с търговец на електрическа енергия (за свободния пазар).

Административна процедура по присъединяване (Продължение)

- В някои случаи, включително при сключване на договор с краен снабдител, част от същата група, като оператора на разпределителната мрежа, производителите трябва да представят цялата техническа документация отново за одобрение, което може да доведе до ново забавяне на процеса по присъединяване. Крайните снабдители изпращат и писмено искане до енергийния регулатор – КЕВР – за определяне на тарифата за изкупуване за ВЕИ инсталации под 30 кВт, макар че тази процедура не е необходима. Тарифите по категории мощности са определени от енергийния регулатор за годишния регулаторен период, започващ от 1 юли.

Таблица 3. Административна процедура за присъединяване на малки ВЕИ инсталации под 30 кВт⁵⁸

Етап	Времева рамка (работни дни)	Цена
1. Оценка на мрежовия оператор за условията на присъединяване към мрежата и одобрение за допустимост ⁵⁹	30 – 45 дни	35 – 50 евро
2. Подготовка на становище за допустимост от монтажна фирма, изготвено от електроинженер	7 дни	25 евро (в зависимост от мрежовия оператор) за оценка на становището
3. Одобрение на строителния проект и издаване на разрешение за строеж от общината	7 – 14 дни	Таксата се определя от общините на база строителни обекти от шеста категория и може да варира
4. Построяване на ВЕИ инсталацията	7 – 14 дни	Разходите за строителство на фотоволтаична инсталация с мощност от 5 кВт излизат между 5000 и 7000 евро; инвестиция с мощност от 30 кВт може да надхвърли 25 000 евро
Приключване на административния и строителния процес за собствено потребление; стъпките по-долу се отнасят до децентрализираното производство с продажба на електроенергия		
5. Договор с мрежовия оператор за присъединяване към мрежата	7 – 30 дни	Не се прилага

⁵⁸ Наредба № 6 на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), информационни онлайн бюлетини на ОРС, онлайн оферти на дружества за ВЕИ инсталации.

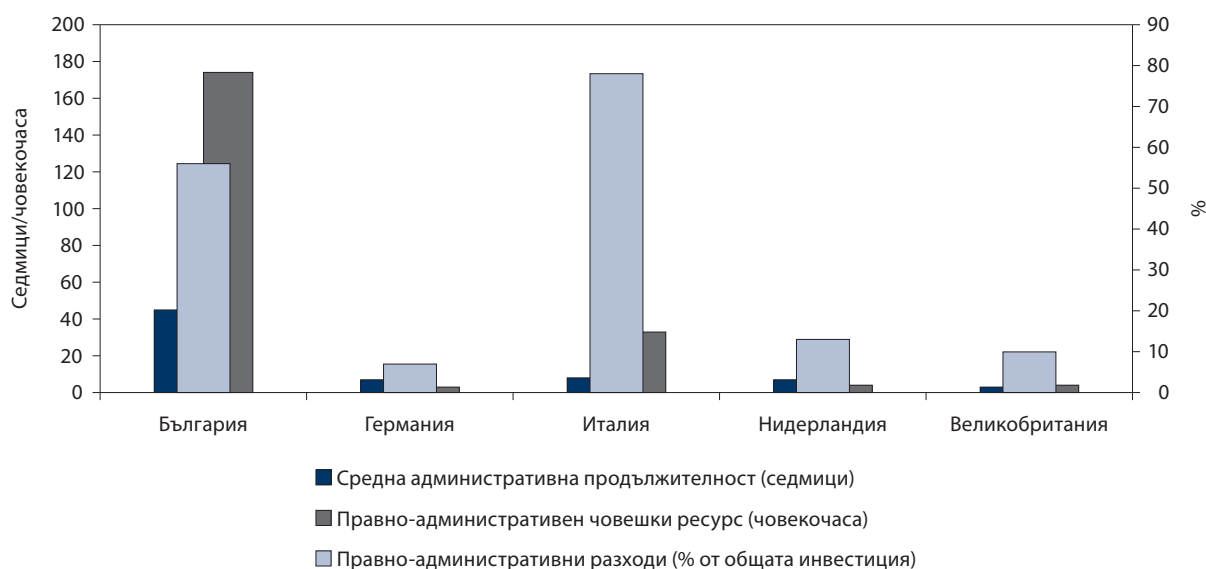
⁵⁹ След лично подадена молба при съответния ОРС. ОРС издава рамка за присъединяване към мрежата. Не по-късно от 6 месеца след издаване на последната до ОРС трябва да бъде подадена молба за предварителен договор (данък в съответствие с Наредба № 1/18.03.2013 г.)

Таблица 3. Административна процедура за присъединяване на малки ВЕИ инсталации под 30 кВт (Продължение)

Етап	Времева рамка (работни дни)	Цена
6. Присъединяване към мрежата	7 дни (с молбата и процеса на изготвяне на график за изпитание)	Между 222 евро за мощност до 6 кВт и около 1150 евро за мощности между 15 и 50 кВт
7. Договор с краен снабдител за изкупуване на електроенергията и балансиране	7 дни	Не се прилага
Общо	72 – 126 дни	6000 – 8000 евро за фотоволтаична инсталация под 5 кВт; 27 000 – 28 000 евро за фотоволтаична инсталация с мощност 30 кВт

След прегледа на сложната административна процедура за инсталиране на малки мощности за производство на електроенергия от ВЕИ, ще бъде от полза да се види как ситуацията в България може да се сравни с най-успешните примери за ВЕИ децентрализация в Европа. На Фиг. 5 се вижда ясно, че по време на инвестиционния процес, потенциалните просьомъри в България са изправени пред огромни законодателни и административни трудности. Според сравнително европейско проучване от 2014 г., като цяло българските домакинства се нуждаят от около 40 седмици за инсталирането на една ВЕИ система и изразходват над 170 човекочаса за преминаване през всички административни стъпки. Законодателните промени в ЗЕВИ през последните 3 години опростиха административните процедури и отмениха някои от консултативните стъпки, включително тези, ангажиращи енергийния регулатор, при което продължителността на процеса бе намалена до около 20-25 седмици. Въпреки това, този срок е много по-дълъг отколкото в западноевропейските държави. В Германия, Италия, Нидерландия и Великобритания малките ВЕИ мощности се присъединяват към мрежата в рамките на 10 седмици. Освен това, в България над 50 % от общите инвестиционни разходи са отделени за административния процес, което нарежда страната на второ място след Италия, където тези разходи са дори 78 %. В повечето страни от Северозападна Европа, включително подобрите практически примери, административните разходи варират между 10 % и 20 %, което, заедно с много по-конкурентния пазар на фотоволтаични системи и компании доставчици, допринася за много по-стимулираща среда за насърчаване на инвестициите в децентрализирани решения, въпреки по-малкия като цяло технически ВЕИ потенциал.

ФИГУРА 5. СРАВНИТЕЛНА АДМИНИСТРАТИВНА ТЕЖЕСТ В ЧЕТИРИ ДЪРЖАВИ – ЧЛЕНКИ НА ЕС КЪМ 2014 Г.



Източник: Проект за финансиране на фотоволтаични инсталации – база данни за административните разходи и спънки в четири държави – членки на ЕС – PV Financing Project.

За стимулиране на малките ВЕИ инсталации и за съкращаване на административните срокове са предприети две реформи по отношение на мощностите с инсталиран капацитет под 30 кВт. Първо, много от административните стъпки, включително издаването на разрешение за строеж са отменени в голямата си част чрез категоризацията на малките фотоволтаични инсталации като строежи от шеста строителна група по ЗУТ. Тези проекти се обработват без оценка на инвестиционния план и включват по-малко стъпки за одобрение. Второ, присъединяването на малки ВЕИ мощности вече не изисква сключването на предварителен договор с мрежовия оператор, което отново съкращава процедурата

*Експлоатация, одит и данъчно облагане:
административни процедури след присъединяването*

Обременителната петмесечна процедура за построяването на малка ВЕИ инсталация, дори и когато става въпрос за покривна система за собствено потребление, е последвана от също толкова сложен процес на експлоатация на съоръжението и търгуване с крайния снабдител, който в много случаи е част от същото дружество, което притежава и мрежовия оператор. За малки производствени обекти на ВЕИ не се изисква монтаж на умен електромер. Единствено мрежовият оператор определя параметрите на измервателните уреди, монтира ги и по силата на *Закона за енергетиката* са негова собственост, а не на ВЕИ производителя. При електроцентрали с мощност над 200 кВт важи изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕВИ за предаване на данни в реално време от производител с инсталирана мощност над 200 кВт

на оператора, което налага инсталирането на умен електромер. При надвишени преносни възможности на мрежата, към която производителят е присъединен, операторите имат право да ограничат дистанционно подаваната към мрежата електрическа енергия. Въпреки че това правило не важи за малки мощности до 30 кВт, мрежовите оператори понякога прилагат тази мярка с цел сигурност на електроенергийната система.

След сключване на договор за търговия, просюмърите се присъединяват към специална балансираща група (СБГ), която при най-малките инсталации се ръководи от крайния снабдител. Всеки производител може да избира към коя балансираща група да бъде причислен (СБГ на крайния снабдител, комбинирана или стандартна балансираща група) в зависимост от това на каква цена продава произведената електрическа енергия. Когато произведеното количество електроенергия от ВЕИ електроцентраля се продава на преференциална цена, този обект следва да е член на СБГ на крайния снабдител. СБГ играе ролята на балансър на разликите между генерираното и потребеното електричество според одобрения в договора график за производство. Последният се представя от ВЕИ производителя предварително, за едногодишен период. В случай на дисбаланс (независимо дали над или под прогнозната стойност), просюмърът заплаща малка санкция. Изчисляването на производството и продажбите към мрежата е почти невъзможно, особено ако основното предназначение на производствената мощност е за собствено потребление; това означава, че по-малките производители най-вероятно ще плащат около 10 евро месечно за покриване на разходи по дисбаланса.

След като новата ВЕИ мощност е присъединена към мрежата, собственикът трябва да подаде молба до Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), за издаване на сертификат за гарантиран произход. Това е отново тровава административна процедура, която изисква представянето на множество документи, включително фактури за продадената електроенергия, геопространствена информация за съоръжението, протокол за търговски измервания и заверено копие за експлоатация на обекта. В допълнение, ВЕИ производителят трябва да подава молба за издаване на нов сертификат за гарантиран произход на електроенергията всеки път, когато съоръжението произведе най-малко 1 мВтч електроенергия, което означава няколко пъти в годината. В отсъствието на гаранция за произход (месечен сертификат за произход се издава за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия), крайният снабдител няма задължението да заплащат закупената електроенергия на преференциалните цени, определяни ежегодно от енергийния регулатор. Процедурата предвижда всеки сертификат за гарантиран произход да бъде получаван лично, което създава допълнителни логистични пречки за просюмърите, особено когато собственикът на ВЕИ инсталацията не живее в София. Просюмърите трябва да представят и тримесечни, и годишни отчети за действително произведените количества електроенергия през съответния период.

Освен административните и балансиращи разходи за обслужване на малки ВЕИ мощности, на всички производители на електроенергия

се начислява допълнително 5 % данък върху приходите от продажба на електроенергия, който се внася ежемесечно във ФСЕС. Този данък, въведен през 2015 г. в опит да бъде покрит тарифният дефицит на НЕК на регулирания пазар, не изключва плащането и на 10 % корпоративен данък.

Парадоксалното е, че ако бъдат натрупани всички данъци и административни такси, платени от малките ВЕИ инвеститори при монтажа и експлоатацията на микроелектроцентрали, потенциално те биха могли да надхвърлят нетния доход (след изваждане на електроенергията за собствено потребление), получен от продажбата на електроенергия на крайните снабдители. Това намалява стимула на домакинствата и малките бизнеси да инвестират дори и в по-евтините фотоволтаични системи за покривен монтаж, да не говорим за по-големите и по-сложни инсталации. Като се прибави и първоначалната инвестиция за изграждане на системата и времето, прекарано в лабиринта на административните процедури, става лесно разбираемо защо огромният потенциал на България за производство на енергия от възобновяеми енергийни източници остава все още неусвоен.

Таблица 4. ИНВЕСТИЦИОННИ РАЗХОДИ И ПРИХОДИ

В евро	5 кВт	30 кВт
Разходи за оборудване	5000	25000
Административни разходи	500	1500
Общо предварителни разходи	5500	26500
Тарифа за преференциално изкупуване (евро за мВтч)	138,9	118,2
Нетна специфична продукция на година (часове)	1261	1261
Средна продукция на година (мВтч)	6,3	37,8
Приходи от продажба на енергия	875	4471,5
Данък върху продажбите – 5 %	43,8	223,6
Такса за достъп до мрежата	23	141,1
Разходи за балансиране	126	756,6
Печалба преди данъците – корпоративен данък	682,3	3350,2
Корпоративен данък – 10 %	68,2	335
Нетна печалба	614,0	3015,2
Срок за възвращаемост на инвестицията (години)	9,0	8,5

Източник: Преглед на офери от компании за изграждане на мощности за производство на енергия от възобновяеми източници; КЕВР; Наредба № 6.

6. ОСНОВНИ ФАКТОРИ, ВЪЗПРЕПЯТСТВАЩИ РАЗВИТИЕТО НА МАЛКИ ВЕИ

Основните фактори, които възпрепятстват развитието на малките ВЕИ мощности могат да бъдат обобщени в няколко категории: икономически, законодателни и управленски. Докато някои от пречките засягат свързаните с подобни инвестиции разходи, други променливи влияят върху очакваните икономически ползи, основно чрез липсата на пазарни стимули или изкривяването на икономическите фундаменти при инвестициите в енергийни проекти. Липсват мерки, които да насърчават създаването на енергийни общности или други схеми за насърчаване на инклузивното развитие на електроенергийния пазар. Като цяло не съществува и законодателна рамка, която да подкрепя създаването на общности и кооперации за възобновяема енергия на общинско ниво.

Безспорно, улавянето, комбинирането и оползотворяването на различните възобновяеми енергии не е по силите на единични предприемачи просюмъри, особено в рамките на многофамилните жилищни сгради, или в индустриалните зони. Преди признаването на енергийните кооперации за пълноправни субекти на пазара на електроенергия в България обаче, следва да се подсигури, че те разполагат не само със съответните права да стопанисват общите части на обектите, но и да притежават съответния управленски и технически капацитет, гарантиращ безопасна и предвидима работа на управляваните електроцентрали в контекста на българската енергийна система.

Друга ключова спънка пред децентрализираното електроенергийно производство е липсата на последователност в регулаторната енергийна рамка. ЗЕВИ се променя често без широка обществена дискусия и без предварителното набелязване на мерки, които публично да бъдат обсъдени с инвеститорите и другите заинтересовани лица. Произволното въвеждане на такси и данъци, като например таксата за достъп или 5-процентовия данък върху продажбата на електроенергия, ограничават възможностите на просюмърите финансово правилно да структурират своя проект и да изчислят с точност очакваната възвращаемост. Налице е и значителна несигурност за бъдещето развитие на ВЕИ пазара. Макар че преференциалните тарифи за изкупуване трябва да отпаднат в началото на 20-те години на XXI век, българското правителство все още не е успяло да дефинира нова политика за подкрепа на енергията от възобновяеми източници в рамките на Националния план „Климат-Енергетика“ (НПКЕ), който трябва да бъде изработен от всяка страна членка до края на 2019 г.

В допълнение, националното законодателство и местните административни процедури са все още недостатъчно облекчени, което прави инвестициите във фотоволтаични паркове с промишлен мащаб по-изгодно предвид дългосрочната възвращаемост на проекта. Липсата на възмож-

ност за обслужване на малките инвеститори на едно гише в общината води до допълнителни административни разходи и прави инвестицията прекалено времеемка. Освен това, самите мрежови оператори нямат стимул да добавят нови децентрализирани електроенергийни мощности⁶⁰. На първо място, те трябва да инвестират сериозни средства в обновяването на собствената си мрежа или в допълнителния монтаж на измервателни уреди, за да могат да присъединят малките ВЕИ инсталации. Междувременно, тези инвестиции могат да не бъдат признати от енергийния регулатор, който приоритетно търси възможности да задържи цената на електроенергията за крайните клиенти. Второ, ако малкият ВЕИ производител произвежда електроенергия „зад електромера“, това означава по-малки продажби за крайните снабдители и съответно пониски приходи, което също така ще има пагубен ефект върху цените за останалите потребители. Накрая, крайните снабдители и доставчиците на свободния пазар могат да изпаднат в „смъртна спирала“, при която „дезертирането“ на един потребител от мрежата води до по-високи цени за останалите потребители, което съответно би насърчило и тях да започнат независимо да произвеждат електроенергия⁶¹.

За инвеститорите в покривни фотоволтаични системи, решението по подразбиране е да използват инсталацията като източник „зад електромера“ за намаляване на собственото си потребление, а излишъка да продават на мрежата. Някои домакинства и бизнеси предпочитат опцията „собствено производство“, тъй като тя е „невидима“ за електроразпределителното дружество, което прави административната процедура за присъединяване към мрежата по-лека.

Мрежовите оператори могат дори да откажат да присъединят малък ВЕИ производител или да изискат допълнителни инвестиции в местната инфраструктура, което прави инвестицията във ВЕИ мощности неатрактивна. Някои от крайните примери показват, че операторите на разпределителните мрежи могат да поискат от кандидатите за присъединяване на малки ВЕИ мощности да платят за доизграждане на местната разпределителна мрежа, дори когато става въпрос за капацитети под 30 кВт, като тези инвестиции могат да бъдат под формата на прокарване на нови кабелни мрежи, изграждане на стълбове или дори трансформаторни станции. Очевидно е, че подобни допълнителни разходи правят инвестицията в малки ВЕИ централи по-трудно постижима и подтикват домакинствата и бизнеса да продължават да купуват електроенергия от мрежата⁶². Една от причините е, че има много селски области с ограничен брой жители, където са необходими инвестиции в мрежата, но това не винаги е икономически изгодно за мрежовите оператори. Така, поради ниското потребление на електрическа енергия в тези райони, произведената енергия се трансформира на ниво средно напрежение и се пренася по електроразпределителната мрежа

⁶⁰ Всеки клиент заплаща на мрежовия оператор цена за мрежови услуги по регулирани цени.

⁶¹ Институт „Роки маунтин“ (2014) Икономика на нарушените мрежи.

⁶² Жалбите от малки производители от ВЕИ се обработват от КЕВР, която трябва да надзирава договорните процедури и може да издаде задължителни решения по получените жалби в двумесечен срок след получаването. Решенията на регулатора подлежат на обжалване пред административен съд, където сроковете може да са доста дълги – около 1-2 години за едно решение.

до друга точка на потребление (друго населено място, в което има потребление). Нейното трансформиране и пренасяне по мрежите води до технически загуби на енергия, които трябва да се покриват от мрежовия оператор. В тези райони, поради прекомерно ниската консумация на електрическа енергия, децентрализираното производство може да надвиши с пъти потреблението и така да дестабилизира системата, което да предизвика аварии и да влоши качеството на мрежовата услуга. Освен това свързаните инвестиционни разходи при присъединяването на новата електроцентраля трябва да бъдат одобрени от регулатора, който обикновено не желае да го прави поради влиянието им върху крайната цена. Чрез ограничаване на даваните одобрения за присъединяване, енергийният регулатор е в състояние да поддържа цената на битовата електроенергия на изкуствено ниски нива.

Дори собствениците на ВЕИ електроцентрали да искат да търгуват с крайните снабдители, това продължава да е много трудно. Българското законодателство не включва конкретни правила за нетно измерване, което позволява на мрежовите оператори да налагат на малките мощности произволни административни изисквания. Според *Закона за енергетиката*, инвеститорите могат да използват системи за съхранение на енергия, ако те са в непосредствена близост до производствената мощност. По-конкретно, за да се допуснат варианти за нетно отчитане, трябва да бъде изменена Наредба № 6 за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи. За да бъде успешно нетното отчитане, вариантът за собствено производство на енергия трябва да бъде по-привлекателен, отколкото потреблението от регулирания пазар, където цените са все още под пълната стойност на услугата.

Също така липсват правни разпоредби за енергийните общности на местно ниво, както и такива за създаване на енергийни кооперации. Липсата на стандартизиран подход за одобряване на нови мощности не насърчава малките инвеститори да поемат риск, което означава, че децентрализацията на производството на електроенергия разчита на амбицията на неколцина ентузиаста. В България *Законът за кооперациите* определя регулаторната рамка за всички кооперации, включително енергийните. Спрямо покривните фотоволтаични инсталации трябва да бъде приложен и *Законът за управление на етажната собственост*⁶³.

⁶³ При реализиране на проект за продажба на електроенергия/топлоенергия е необходимо да се решат и правни въпроси, свързани със Закона за управление на етажната собственост (ЗУЕС) и Закона за енергетиката. В чл. 25, ал. 2 от ЗУЕС е посочено, че сдружението на собствениците може да извършва и други дейности, свързани с управлението на общите части на етажната собственост, включително да усвоява средства от други източници на финансиране, извън тези по ал. 1 (за усвояване на средства от фондовете на Европейския съюз и/или от държавния или общинския бюджет, безвъзмездна помощ и субсидии и/или използване на собствени средства с цел основен ремонт и/или основно обновяване на сгради в режим на етажна собственост собствениците могат да учредят сдружение). В случая, продажбата на електроенергия/топлоенергия попада в графа „Други дейности“. Съществува неяснота, обаче, дали доколко правноорганизационната форма на сдружението на собствениците в многофамилно жилищна сграда отговаря на условията за извършване на дейности като енергийно предприятие, тъй като съгласно чл. 4 от Наредба № 16-334 от 6 април 2007 г. за топлоснабдяването производството на топлинна енергия се извършва от енергийни предприятия при условията на чл. 39, ал. 1, т. 1 и чл. 39, ал. 4, т. 2 и 4 ЗЕ. Важно е да се отбележи, и че не се изисква издаване на лицензия за производство на топлинна енергия от лице, притежаващо централа с обща инсталирана топлинна мощност до 10 мВт, както и при производство на топлинна енергия само за собствено потребление.

Някои улесняващи фактори за енергийните кооперации извън регулаторната среда включват национални мрежи и провеждането на информационни кампании за създаването и управлението на кооперации, финансови механизми, данъчни стимули, информация за съответните експерти и други. В тази връзка, трябва да бъде разработена обща рамка за насърчаване на инвестициите в енергийни кооперации с включване на някои от гореописаните мерки.

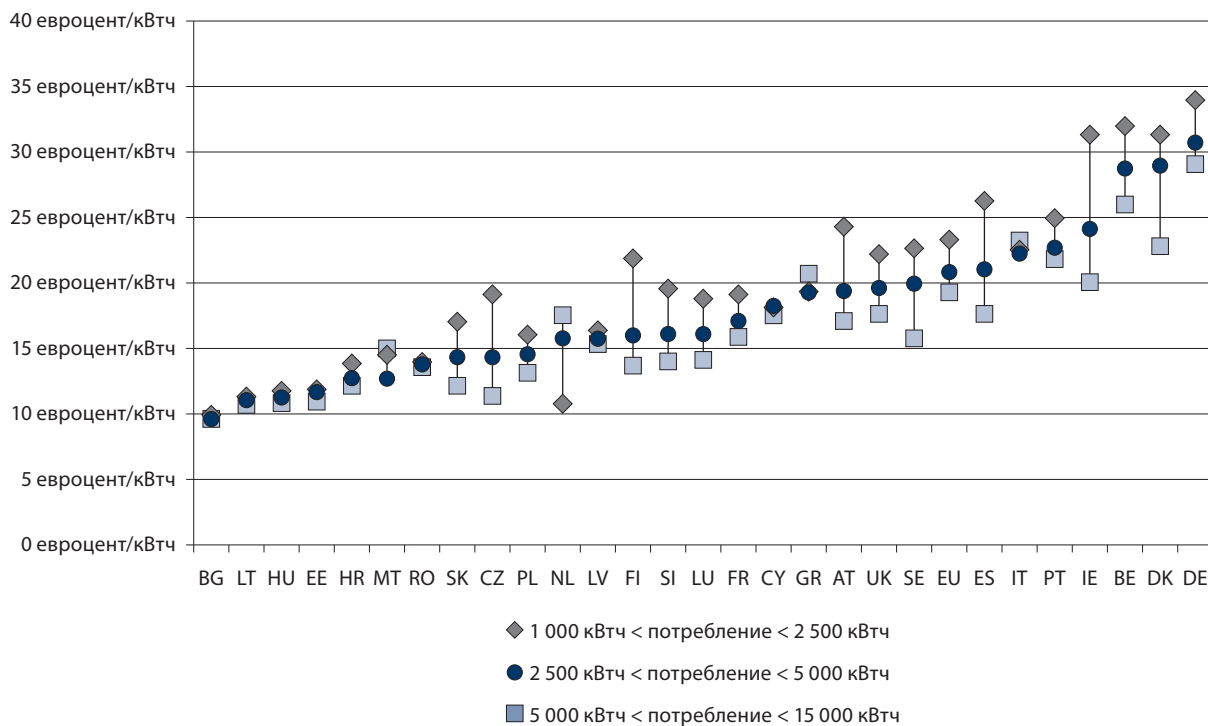
Вероятно най-сериозният фактор, влияещ върху стимулите за инвестиране в малки, покривни соларни и други мощности за производство на електроенергия от ВЕИ в България е ширещата се енергийна бедност. Почти 40 % от домакинствата са затруднени с плащането на сметките си за електричество, което прави евентуално увеличение на цените на електроенергията от страна на регулатора политически невъзможно. Увеличението на цените на електроенергията от 2012 г. предизвика масови улични протести в началото на 2013 г., които доведоха до падането на тогавашното правителство. Както е отразено на фиг. 6, данните от ЕС показват, че цените на дребно за домакинствата (включвайки всички данъци) в България са най-ниските в целия Европейски съюз и 2,5 до 3 пъти по-ниски от цените на най-скъпите пазари (например Германия, Дания и Белгия). Макар че изчислени по стандарта за покупателната способност (СПС), цените са близки до средните за Европа, абсолютните стойности деформират енергийните избори на потребителите, особено при домакинствата със средни и високи доходи, за които има по-голяма вероятност да инвестират в децентрализирано производство на електроенергия. България е една от няколко страни в ЕС, където цените на промишления ток са по-високи от тези на битовия, което превръща електроснабдяването в по-скоро социална, отколкото икономическа дейност, която е строго контролирана от държавата. Енергийната бедност трябва да бъде приоритет не само на Министерството на енергетиката, а и на това на социалната политика. Междувременно, сегашните субсидии за енергийно бедните домакинства нямат за цел да променят моделите на потребление, т.е. да насърчават енергийната ефективност или инвестициите в собствено производство, а представляват по-скоро директни парични трансфери за покриване на сметките за енергия или дори, по-лошо, за закупуване на замърсяващите въздуха въглища и дърва.

Българското правителство предприе програма за пълна либерализация на енергийния пазар, при която регулираният пазар постепенно изчезва. Понастоящем той покрива между 45 % и 48 % от цялото търсене на електроенергия в страната. Държавата е приела предложението на Световната банка за постепенно увеличение на тарифите за битова електроенергия с около 5 % годишно през следващите пет години. Световната банка предлага още и постепенно отпадане на модела на единствения купувач, воден от НЕК, която продава електроенергия на крайните снабдители при регулирани цени⁶⁴. (Идеята е, че през следващите пет години само най-уязвимите домакинства

⁶⁴ Съгласно чл. 100 от ЗЕ, мрежовият оператор купува електрическа енергия за технологични разходи по свободно договорени цени, като сделките се сключват на борсовия пазар.

ще получават „социална“ тарифа, докато субсидиите за останалите постепенно ще отпаднат. С увеличаването на цените домакинствата ще имат по-голям стимул да се вгледат в алтернативите за задоволяване на нуждите си от електроенергия).

ФИГУРА 6. ИЗЧИСЛЕНИ ЦЕНИ НА ДРЕБНО НА БИТОВАТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ, ВКЛ. ВСИЧКИ ДАНЪЦИ, ДЕКЕМВРИ 2017 Г.



Източник: Европейска комисия (2018) Тримесечен доклад за пазарите на електроенергия в Европа, том 10 (4-то издание; четвърто тримесечие на 2017 г.) на база Евростат, DG ENER).

Общата макроикономическа рамка в България не осигурява среда, която да улеснява енергийните инвестиции. Средно претеглената цена на капитала (WACC) е много по-висока отколкото в други страни поради политическия риск, липсата на регулаторна последователност и малкия мащаб на пазара. Освен това местните банки са по-консервативни отколкото банките в други страни на ЕС с изискването си за по-големи обезпечения и по-високите лихви. Понастоящем няма и публично-частни финансови инструменти, които да подкрепят развитието на малките ВЕИ мощности.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ПРЕПОРЪКИ

Дори както се очертава България да изпълни своята цел по отношение на ВЕИ до 2020 г., пак ще има някои разочароващи подробности. Инвестирането в големи ВЕИ проекти на практика спря след 2012 г. (с изключение на някои съоръжения за биомаса). Статистиката показва, че голяма част от ВЕИ в крайното потребление на електроенергия са от биомасата, която домакинствата изгарят. Развитието на малки ВЕИ мощности не се случва и ситуацията едва ли ще се промени без подходящи стимули. Междувременно, настоящият подход на България не може да гарантира, че новите цели за дял на ВЕИ от 32 % до 2030 г. ще бъдат достигнати. Националният план за развитие на ВЕИ е предложил само една мярка за подобряване на стимулите за малките децентрализираните ВЕИ мощности, но нейното въвеждане в законодателството и административните процедури е неуспешно. Дори и на малките мощности под 30 кВт да бъде обещана облекчена процедура, реалността е, че важните заинтересовани участници като операторите на разпределителната мрежа и местните власти умишлено или неумишлено възпрепятстват процеса.

Според данни от проекта SEERMAP и свързания модел Green-X, потенциалът за малки ВЕИ мощности е голям. Малките панели за монтаж върху покриви могат да достигнат до 5,47 гВт или 13 % от общите инсталирани в страната мощности за производство на енергия от възобновяеми източници. Подобно бъдещо развитие няма да се превърне в реалност, ако няма подобрение в административния капацитет и правната и регулаторна рамка за мощностите, произвеждащи енергия за собствено потребление.

Едно от принципните правни предизвикателства е, че нормативната база не прави чувствителна разлика между малки и големи ВЕИ производители, давайки по този начин де факто предимство на инвестициите в големи ВЕИ проекти. Националното законодателство не съдържа и специални преференции за просюмъри и енергийни кооперации. Изгражданите върху обработваема земя проекти дори имат предимство, защото не трябва да изпълняват някои от административните процедури, свързани с инфраструктурни промени на съществуващи сгради, когато се изпълняват проекти за монтаж на покривни инсталации.

Към административните и правни фактори, възпиращи развитието на малките ВЕИ мощности, може да бъде добавена и общата макроикономическа среда. Икономиката на малките ВЕИ инвестиции се влияе отрицателно от съществуващото кръстосано субсидиране в регулирания енергиен сектор, което прави потреблението от мрежата много по-привлекателно отколкото инвестирането в собствено производство.

Развитието на малки ВЕИ мощности в България може да бъде подобро, ако бъдат взети под внимание следните препоръки за изменение на енергийната политика:

- Промяна в законодателството с цел насърчаване на инсталирането на малки ВЕИ мощности при крайните потребители чрез облекчена административна тежест и създаване на унифицирана процедура за обслужване – „едно гише“.
- Свеждане до минимум на административните стъпки, които са свързани с разрешителните процедури, за да се намалят необоснованите забавяния и отказите за присъединяване към мрежата.
- Разработване на специални програми за субсидирано изграждане на малки ВЕИ мощности, за да се намали зависимостта на домакинствата от изкуствено ниските цени на електроенергията.
- Промяна на модела на регулираните цени за разпределителните мрежи, така че цените за достъп до мрежата да не зависят от потребеното количество енергия.
- Отпадане на все още запазеното кръстосано субсидиране в енергийния сектор, така че да бъдат излъчени правилните пазарни сигнали към всички участници в пазара.
- Въвеждане на изискване ВЕИ инвеститорите да присъединяват нови мощности, само когато има установено потребление в имота, където е инсталирана електроцентрала. Така, от една страна, ще се избегнат злоупотреби на юридически лица, които се възползват от преференциалните тарифи за изкупуване на електроенергия от мощности до 30 кВт, а, от друга, ще се насърчат мрежовите оператори да придвижват по-ефективно присъединяването на нови ВЕИ централи.
- Преразглеждане на големите енергийни проекти и сравняване на свързаните допълнителни разходи за крайните потребители с тези генерирани от финансовото насърчаване на производството на електроенергия от малки ВЕИ мощности.
- Опростяване на процедурите за нетно измерване на производството на малките ВЕИ инсталации и отнемане на възможността на мрежовите оператори да променят произволно административните процедури за търгуване на излишната енергия с мрежата.
- Изместване на фокуса на политиките за ВЕИ мощностите от концепцията „производство само на електричество“ към включване и на интегрирани системи за отопление и охлаждане – заедно с подходящите стимули за крайните потребители.
- Преминаване от бизнес модела на директно субсидиране на ВЕИ електроцентрали към осигуряване на изгодни кредитни линии и възможност за финансов инженеринг по примера на Фонда за енергийна ефективност и възобновяеми източници (ФЕЕВИ) и Международния фонд „Козлодуй“.
- Увеличение на обхвата на енергийните одити, така че да включват предписания не само за подходящите техники за енергийна ефективност и производство на ВЕИ, но и препоръки относно управлението на комплекса от препоръчани инсталации и съоръжения за производство, съхранение, пренос на енергии и горива от възобновяеми източници. В допълнение или като алтернатива е възможно да се доразвие пазарът за нови типове ЕСКО (дого-

вори с гарантиран резултат) услуги, при които частни компании на принципа на фасилити мениджмънт осигуряват професионално управление на малки ВЕИ мощности.

- Оптимизиране на административните процедури на местно (общинско) ниво чрез задаване на рамка за действие на национално ниво.
- Налагане на диференциран подход за подкрепа на регионите в страната с по-голям потенциал за налагане на ВЕИ технологии, като ключова роля трябва да играят общинските администрации, които са показали по-голям управленски капацитет, например при изпълнението на програми като Националната програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради.
- Увеличаване на регулаторния контрол върху мрежовите оператори с цел намаляване на отказите от присъединяване на малки ВЕИ мощности.
- Осигуряване на включването на всички ВЕИ мощности в прозрачен, недискриминационен национален пазар на електроенергия.
- Увеличаването на ВЕИ мощностите ще зависи от намаляването на инвестиционния риск за ВЕИ предприемачите чрез отстраняване на произволните данъци върху доходите и въвеждане на облекчена процедура за издаване на разрешения за експлоатация и строеж.

ПУБЛИКАЦИИ НА ЦЕНТЪРА ЗА ИЗСЛЕДВАНЕ НА ДЕМОКРАЦИЯТА

CSD Policy Brief No. 70: Пътна карта за развитието на българската електроенергетика до 2050 г.: основни жалони, С., 2017.

Пътна карта за електроенергийния сектор на Югоизточна Европа (SEERMAP), 2017.

ISBN: 978-615-80813-0-6

Национален доклад за България SEERMAP, 2017.

ISBN: 978-615-80814-5-0

CSD Policy Brief No. 67: Турция в рамките на Европейския енергиен съюз: енергийна сигурност и управление на рисковете, С., 2017.

CSD Policy Brief No. 62: Рисковете пред енергийната сигурност на България и нуждата от диверсификация на източниците на природен газ, С., 2016.

CSD Policy Brief No. 58: Прозрачно управление и енергийна сигурност в Централна и Източна Европа, С., 2015.

Policy Tracker: Енергийната политика на ЕС и Русия – предизвикателства и перспективи при спирането на газопровода „Южен поток“, С., 2014.

Управление на енергийния сектор и енергийна (не)сигурност в България, С., 2014.

ISBN: 978-954-477-216-1

Медийна бележка: Енергийна (не)сигурност: решението на българския парламент за Южен поток засилва рисковете пред националната енергийна политика, С., 2014.

CSD Policy Brief No 40: Индекс на рисковете за енергийната сигурност на България, С., 2013.

Медийна записка: Енергийна ефективност в българските домове, С., 2013.

Трансанадолски газопровод: предизвикателства и перспективи за страните от Черноморския басейн и на Балканите, Баку, 2012.

ISBN: 978-9952-26-404-3

Управлението на зелената енергетика в България на кръстопът, С., 2011.

ISBN: 978-954-477-175-1

Енергетика и добро управление: тенденции и политики, С., 2011.

ISBN: 978-954-477-166-9

