



Република България
ИКОНОМИЧЕСКИ
И СОЦИАЛЕН СЪВЕТ

А Н А Л И З

„АНАЛИЗ НА УСЛОВИЯТА ЗА РАБОТА И ВЪЗМОЖНОСТИТЕ ПРЕД ВЪГЛИЩНИТЕ ЦЕНТРАЛИ ПРИ ТРАНСФОРМАЦИЯТА НА ВЪГЛИЩНИТЕ РЕГИОНИ КЪМ НИСКОВЪГЛЕРОДНА ЕНЕРГЕТИКА“

(разработен по собствена инициатива)

София,

юни 2024 г.

В Планът за дейността на Икономическия и социален съвет за 2024 г. е включен за разработване „Анализ на условията за работа и възможностите пред въглищните централи при трансформацията на въглищните региони към нисковъглеродна енергетика“.

Анализът бе разпределен за работа на Комисията по устойчиво развитие, селско стопанство, околна среда и регионални политики (КУРССОСРП).

За докладчик по анализа беше определен г-н Огнян Атанасов от група II, а за външен експерт – г-н Антон Иванов.

На две заседания на комисията, проведени на 20.05.2024 г. и 04.06.2024 г., бе приет проект на анализа.

На своята пленарна сесия, проведена на 17 юни 2024 г., Икономическият и социален съвет прие настоящия анализ.

Съдържание

| | |
|--|----|
| <i>Съкращения</i> | 4 |
| <i>I. Изводи и препоръки</i> | 5 |
| <i>II. Електропроизводствен микс на страната</i> | 8 |
| <i>III. Пазарна среда</i> | 10 |
| <i>IV. Вериги на доставки в рамките на традиционното електропроизводство от лигнитни въглища</i> | 17 |
| <i>V. Нисковъглеродна енергетика</i> | 19 |
| <i>VI. Модели за трансформация на въглищни региони</i> | 25 |
| <i>VII. Възможности за трансформация на централите и отражение върху веригите на доставки</i> | 29 |
| <i>Източници</i> | 35 |
| <i>Приложение 1</i> | 36 |

Съкращения

| | |
|-----------------|--|
| АЕЦ | Атомна електрическа централа |
| БЕХ | Български енергиен холдинг |
| БНЕБ | Българска независима електроенергийна борса |
| ВЕИ | Възобновяеми енергийни източници |
| ДзР | договори за разлика |
| ЕК | Европейска комисия |
| ЕС | Европейския съюз |
| ЕСО | Електроенергиен системен оператор |
| ИНПЕК | Итегриран национален план за енергия и климат |
| КЕВР | Комисия за енергийно и водно регулиране |
| МСП | малки и средни предприятия |
| НИРД | научноизследователска и развойна дейност |
| НСИ | Национален статистически институт |
| ПАВЕЦ | Помпено-акумулираща водноелектрическа централа |
| СЗЕ | споразумения за закупуване на електроенергия |
| ТЕЦ | Топлоелектрическа централа |
| ТПСП | Териториални планове за справедлив преход |
| ФВЕЦ | Фотоволтаична електроцентрала |
| | |
| CO ₂ | Въглероден двуокис |
| CCS | системи за улавяне и съхранение на CO ₂ |
| PwC | ПрайсуотърхаусКупърс |
| | |

I. Изводи и препоръки

1. ИСС отбелязва, че европейският пазарен модел за електрическата енергия е насочен основно към осигуряване на подкрепа при финансирането на проекти за възобновяеми източници, като се препоръчва облекчаване на административните процедури, екологичните оценки и широко прилагане на дългосрочни договори за изкупуване на произведената от тези източници енергия. Тези политики следва да доведат до интерес от страна на частните инвеститори за развитие на нискоемисионни източници, основно фотоволтаични централи и вятърни централи. Мерките за енергийна ефективност остават ангажимент на потребителите, като са подкрепяни от целеви национални и европейски програми.

2. ИСС обръща внимание, че надграждането на политиките за подкрепа на нискоемисионните производствени мощности, чрез обвързване с по-широките индустриални и транспортни политики, цели създаване на нови вериги на добавена стойност в Европейския съюз (ЕС), при които се внедряват най-новите технологични решения, дигитализацията и кръговата икономика. По същия начин мерките за енергийна ефективност се надграждат с управление на потреблението при крайните клиенти. И в двата случая електрификацията е в основата на индустриалната и поведенческа трансформация, която да осигури целите за икономика с нулеви емисии към 2050 година.

3. ИСС подчертава, че новите пазарни и индустриални модели, предлагани от Европейската комисия (ЕК), изискват значителни инвестиции, но често и предсрочен отказ от експлоатацията на работоспособни активи. Този подход ограничава конкурентоспособността на европейската промишленост и поражда критики. Въпреки това понастоящем тенденциите за ограничаване използването на изкопаемите горива продължават да се ползват със силна финансова и политическа подкрепа в ЕС. За България е практически невъзможно осигуряването на финансиране на мащабна енергийна промяна, и то в условията на бързо ограничаване на базов източник, каквито са въглищните ТЕЦ.

4. У нас актуализираните Интегриран национален план за енергия и климат (ИНПЕК) и Териториални планове за справедлив преход (ТПСП), както и предложението за Енергийна Стратегия, съдържат основните елементи на общите европейски политики в сектор енергетика. Въпреки това ИСС отчита, че решението за

трансформация на възлищните региони, както и планирането на оптимален електроенергиен микс, не са намерили окончателни отговори. Поради това ИСС настоява за развитие на конкретни инициативи и предложения за проекти, както в областта на производството на електрическа енергия у нас, така и за нови индустриални производства с висока добавена стойност.

5. ИСС обръща внимание, че обсъждането на проектите на Национална програма за развитие БЪЛГАРИЯ 2030, Национален план за възстановяване и устойчивост, Проекта на актуализиран интегриран план Енергетика – климат до 2030 (ИНПЕК) и ред други национални стратегически документи в предишни години, очертава за пореден път значителни дефицити в концептуалните основи, нормативната рамка, обслужващи институции, кадрово осигуряване и механизми на НСП. ИСС настоява в ИНПЕК да бъде представен в пълен формат прогнозата за БВП, крайно енергийно потребление, Емисии Парникови Газове (вкл. мерки за намаляване на социалните последици) и всички други показатели, част от модела PRIMES (2020).

6. ИСС приема, че осигуряването на базови и балансиращи мощности следва да е национален приоритет, което извежда въпроса за оптималната стратегия за финансирането на проектите за нова помпено-акмулираща водноелектрическа централа (ПАВЕЦ) и нови ядрени мощности у нас. Пазарната среда за работа на електропроизводствените мощности в България се определя от общите условия за работа в рамките на обединените електроенергийни пазари в Европа. Това обстоятелство определя необходимостта от оценка на динамиката на търсенето и предлагането в регионален план, а не на национално ниво.

7. Понастоящем интересът на частните инвеститори в областта на енергийните проекти е насочен основно към възобновяемите източници, поради наличието на широка политическа и финансова подкрепа. ИСС посочва, че фокусираната подкрепа върху възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) поражда проблеми на електросистемно ниво и изисква повишаване на разходите за справяне с непостоянния характер на все по-значителен дял от генериращите мощности у нас. В допълнение, политиката за подкрепа на ВЕИ влиза в противоречие и с политиката за устойчиво развитие на селското стопанство, друг ключов отрасъл за икономиката на страната. Израз на това бяха предложенията за отпадането от селскостопанско

предназначение на плодородни обработваеми земи и пасища с цел изграждането на вятърни и соларни енергийни паркове.

8. ИСС отчита, че при висок дял на ВЕИ и възможности за внос от всяка страна в Европа, за осигуряване на стабилността на електроенергийната система са необходими основно ПАВЕЦ или газови централи, които имат кратък период за натоварване. ТЕЦ на въглища не са с такава степен на маневреност, поради което оценките на ЕСО са, че и без тях може да се постигнат критериите за сигурност на доставките. От друга страна липсата им в условията на кризи от ресурсен, хуманитарен или климатичен характер поставя системата в риск, поради което следва да се намерят подходящите условия за запазването им в максимално дълъг период.

9. ИСС посочва, че ключово препятствие пред развитието на базови мощности са дългите срокове за възстановяване на капитала при проектите за ПАВЕЦ, ядрени мощности и мрежова инфраструктура. В тези случаи държавата е в позиция да осигури собствен капитал и да договори оптимални условия за цената на привлечения капитал и цената за строителство при тези проекти. От друга страна държавата е ограничена в действията си, както от регламентите на ЕС за допустима държавна помощ, така и от необходимостта от заделяне на ресурси по продължаващата подкрепа за работа на въглищните централи.

10. ИСС настоява, че развитието на новите електроенергийни проекти не може да бъде устойчиво без да бъде постигнато съгласие по рамката за справедлива трансформацията на въглищните региони. Такова съгласие има не само социално измерение, но е и критерий при одобряване на финансиране по конкретни европейски програми или при взимане на инвестиционни решения за частни проекти. ИСС изразява разочарование и подчертава, че дадените кратки срокове за преглед и обсъждане на проекта на актуализиран ИНПЕК със социалните партньори, преди неговото изпращане в ЕК противоречи на добрите практики за социално партньорство.

11. Разширяването на местните вериги на доставки и навлизането в сектори с развитие на нови технологии е свързано с насочване към комбинацията на нови ВЕИ проекти с технологични системи за производството на синтетични горива, водород, батерии и електромобилност. ИСС посочва, че използването на наличните активи и ресурси в рамките на въглищни региони за постигане на такава цел е възможно само

при прилагане на централизиран подход за развитие, при което дейността на отделните оператори в региона се подчинява на общото планиране.

12. ИСС подчертава, че при краен сценарий с отпадане на производството на електрическа енергия, основно ще бъдат засегнати пряко заетите лица, собствениците на активи, както и бюджетни бенефициенти. Това обстоятелство налага с най-висок приоритет да се подкрепят онези инициативи, които развиват утвърдени производствени сектори и в максимална степен съдействат за плавното преустройство на територията на въглищните райони, при което не се налага масово преквалифициране на работната сила. При ограничение на наличните средства по европейски програми, за реализация на планове за развитие на въглищните райони следва да се осигурят целеви национални програми.

13. ИСС посочва, че в публикувания проект на актуализиран ИНПЕК отново липсва детайлен финансов анализ „разходи/ползи“. Една от критиките на ЕК беше липсата на такъв анализ, обосноваващ недостатъчността на финансовите средства, на база оценка на разликата между необходимите ресурси, наличните национални възможности за финансиране и прогнозните помощни финансови инструменти. Предвид ключовото значение на въглищните централи за българската енергетика, е необходимо осигуряването на жизнеспособността на съществуващите енергийни активи в критична инфраструктура и прилагане на координирани мерки за преодоляване на социалните последици от трансформацията. ИСС подчертава, че енергийното развитие и трансформацията, следва да отчита и подпомага развитието на въглищните региони като използва всички възможности за това.

II. Електропроизводствен микс на страната

Ролята на сектор Електроенергетика за декарбонизация на икономиката на България се определя на първо място от използването на лигнитните въглища за производство на електрическа енергия и в по-малка степен от използването на други изкопаеми горива.

В приложение 1 са представени данни за електропроизводството за референтни години по доклади на КЕВР, от които се вижда значителното увеличение на мощности и производство от слънчеви централи, за сметка на производството от лигнитни въглища.

Според Бюлетин¹ за състоянието и развитието на енергетиката на Република България през 2022 г. 52% от произведената електрическа енергия е от ТЕЦ на изкопаеми горива, като от тях 85% се падат на производство от лигнитни въглища с висок емисионен фактор. Въпреки, че са надежден местен енергиен източник, производството от лигнитни въглища се превръща в икономическа тежест – от началото на 2023 средната борсова цена на пазар „Ден напред“ е 182 лева за MWh, при средна цена² за произвежданата от ТЕЦ електрическа енергия от 350 лева за MWh.

Така, по икономически причини, този тип електропроизводствени мощности постепенно ще бъдат извеждани от производство, като след 2030 година те ще играят ограничена роля като системен резерв и сезонни балансиращи мощности. Отпадането на производството от лигнитни въглища у нас ще доведе до достигане на 88% намаление на емисиите на CO₂ в енергийния сектор, което се равнява на намаление на емисиите на CO₂ в цялата икономика с около 70% в сравнение с нивата от 1990 г.

Извеждането на електропроизводствените мощности на лигнитни въглища у нас поставя под риск сигурността на доставките на електрическа енергия и налага изграждане на заместващи базови мощности. В предложението за нова Енергийна стратегия³ като заместващи мощности са включени нов ПАВЕЦ и нови ядрени мощности и се отчита значителен потенциал за нови възобновяеми енергийни мощности. Оптималният производствен микс към 2040 година включва 2 GW нови ядрени мощности и изграждане на съоръжения за съхранение на енергия с мощност от 2 GW, по този начин ще се осигури балансиране на системата, при нарастването на производството на енергия от възобновяеми източници до 10,5 GW фотоволтаични централи и 2,5 GW вятърни мощности.

На тази база е съставен оптималния прогнозен електроенергиен производствен капацитет у нас. За реализацията на тези прогнози са необходими значителни инвестиции в мрежова инфраструктура, базови и балансиращи мощности, нови възобновяеми централи с базов профил, системи за съхранение на енергия и мерки за

¹ <https://www.me.government.bg/themes/byuletin-za-sastoyaniето-i-razvitiето-na-energetikata-na-republika-balgariya-prez-2022-g-2461-1531.html>

² https://www.dker.bg/uploads/reshenia/2023/res_c_14_23.pdf

³

https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/VOP/EStrategy/Proekt_E_STRATEGY17.11.2023.pdf

енергийна ефективност, като финансирането им зависи от пазарната среда и политиките за подкрепа в ЕС.

III. Пазарна среда

Пазарната среда за работа на електропроизводствените мощности в България се определя от общите условия за работа в рамките на обединените електроенергийни пазари в Европа. Това обстоятелство определя необходимостта от оценка на динамиката на търсенето и предлагането в регионален план, а не на национално ниво. Механизмите за въвеждане на национални схеми за гарантиране сигурността на доставките имат ограничен във времето обхват и следва да бъдат обосновани с анализ на адекватността на системата.

По отношение на електрическата енергия, общото разбиране в ЕС за вътрешния енергиен пазар предполага, че добре функциониращите пазари на електроенергия предлагат най-добрата гаранция за сигурността на доставките в дългосрочен план (чрез осигуряване на необходимите инвестиции в мрежи и капацитет), но и в средносрочен и краткосрочен план (чрез осигуряване на оптимално съответствие на търсенето и предлагането). Същевременно се допуска специална регламентация по отношение на сигурността на доставките, особено по отношение на национални решения за идентифициране рисковете и предприемане на действия за тяхното управление и предотвратяване.

През 2014 г. в свое съобщение⁴, озаглавено „Европейска стратегия за енергийна сигурност“, ЕК се фокусира върху осигуряването на енергийните доставки в Европейския съюз в контекста на зависимостта от вноса на енергия, чрез механизми за реагиране в извънредни ситуации и механизмите за солидарност на държавите-членки на ЕС.

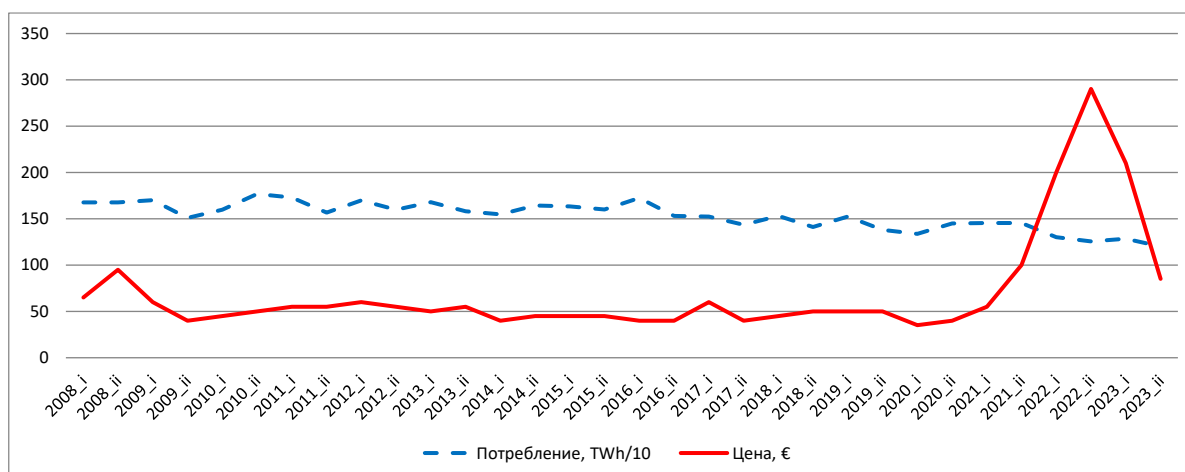
Въпреки предприетите по-рано стъпки, в периода 2021-2022 година европейският пазар на електрическа енергия се сблъска с четирикратно увеличение на ценовите нива на референтния пазар Ден напред, както е показано на фигура 1. За справяне с ценовата криза се наложи въвеждане на набор от мерки и осигуряване на подкрепа за смекчаване на последиците за потребителите и предприятията на равнището на ЕС и на държавите членки. Мерките за подкрепа с цел намаляване на разходите за енергия за потребителите, домакинствата и промишлеността имат

⁴ COM/2014/0330 final

характер на допустима държавна помощ и бяха свързани с допълнителни регулации на пазара.

В тази връзка редица европейски правителства поискаха от ЕК да направи преоценка на пазара. През м. септември, 2022 година, Европейската комисия публикува предложение⁵ за въвеждане на регламент на Съвета относно спешна намеса за справяне с високите цени на енергията. Акцентът е поставен върху разширяване на възможностите за използването в Европа на дългосрочни договори, които предоставят на електроцентралите фиксирана цена за тяхната електроенергия - "договори за разлика" (ДзР) и споразумения за закупуване на електроенергия (СЗЕ). Предложението за промяна е насочено към осигуряване на предимства за ниско емисионните технологии чрез дългосрочни договори за изкупуване, а класическите технологии да бъдат оставени в пазарна конкуренция на краткосрочните пазари. За технологиите, използващи изкопаеми горива продължава да се увеличава тежестта от задължително закупуване на квоти за емисии.

Фигура 1 Цени и потребление на електрическа енергия на 6 месечна база в ЕС



Източници: авторски анализ [1] на база на статистически данни на ЕК

За целите на постигане на висока степен на конкурентна среда в Европа, след 2000 година започва да се прилага концепцията за либерализация на пазара на електрическа енергия и постепенно намаляване на регулациите. Но успоредно с въвеждането на пазарните принципи и ограничаване на вертикалната интеграция, политиките в сектора все по-силно се влияят от изискванията за опазване на околната среда.

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A52022PC0473&from=EN>

Понастоящем в Европа за определяне на цената на електроенергията на пазара на едро се прилага т. нар. модел на пределните разходи и прилагане на "приоритетен ред" (merit-order). Различните производители предоставят своите мощности чрез организиран борсов пазар, като първо се удовлетворяват заявките на производителите с най-ниската цена и последователно се достига до най-скъпата електроцентрала на пазара. В по-голямата част от случаите, електроцентрала, работеща с въглища или газ, е последната активирана да достави последният MWh, необходим за балансиране на търсенето. Съответно цената, заявена от тази последна централа, и която покрива нейните производствени разходи, включително правата за емисии на CO₂ и печалба, се плаща на всички производители, въпреки че техните собствени разходи са много по-ниски.

Този метод с пределна цена се прилага задължително на пазарната платформа „Ден напред“, която е референтна за ЕС и се прилага при единни правила, приети от националните регулатори, а номинираните борси използват един и същ софтуер за обработка на заявките. Има и други пазарни платформи, като тези за дългосрочни договори, за търгуване в рамките на деня или пазари за балансираща енергия, но основно влияние върху крайната цена за клиентите играе именно постигнатата цена на пазара „Ден напред“.

Ключова характеристика на пазара на електроенергия в ЕС е, че цените и търговията с електроенергия се определят чрез координиран процес за определяне на цени. При него технологиите с ниски пределни разходи (например ядрена, вятърна, водна и слънчева) почти винаги ще работят, с изключение на случаи на доста ниско търсене. Производството на изкопаеми горива (например инсталации за въглища и природен газ) обикновено са най-скъпите инсталации по отношение на променливите разходи. Но в условията на кризи или екстремни метеорологични условия, последните стават определящи при формиране на крайните цени.

Като основна слабост на текущия пазарен модел може да се посочи допуснатата възможност ограничените доставки на един енергиен източник да се превърнат в двигател на мащабен ценови шок за всички потребители в Европа. Ценовият ръст не се дължи само на пазарния модел, но и на влиянието на пазара на CO₂ емисии. Обявяването на пакета от законодателни промени на Европейската комисия "Подготвени за цел 55" началото на 2021 г. засили ролята на схемата за търговия с

емисии като основен инструмент за декарбонизация на ЕС. В допълнение приложението на фаза 4 на системата за търговия с емисии, която започна през 2021 г., съдържа мерки за свиване на предлагането на квоти, както и актуализирани параметри за резерва за стабилност на пазара, което допълнително ще ограничи количеството квоти, налични за търговия на пазара. По-високите цени на газа от края на 2021 и през цялата 2022, стимулираха производителите на електроенергия да преминат от газ към въглища, като по този начин увеличават търсенето на въглеродни квоти.

За разлика от кризата с високи цени през 2021 и 2022 година, през 2023 и 2024 година пазарните участници са изправени пред предизвикателството на отрицателните борсови цени.

Отново се говори за ценови сигнали, при което отрицателните цени могат да се разглеждат като инструмент за коригиране, показващ на участниците на пазара, че системата е изложена на риск от свръхпредлагане. Такава повтаряща се ситуация увеличава разходите на операторите на преносни мрежи и води до допълнителни разходи за крайния потребител, защото общите разходи за управление на мрежата се увеличават при повече часове с отрицателна цена поради необходимостта да се добавя повече гъвкавост към мрежата. Ускореното навлизане на ВЕИ не е последвано от съответно увеличение при търсенето на електрическа енергия, което отваря възможност за структурно неравновесие при търсенето и предлагането.

Кризата 2021/22 позволи да се направи и изводът, че приетият пазарен модел не стимулира успешно инвестициите в нови мощности, за това пък успешно потиска участието на пазара на традиционни генериращи базови мощности като ядрени централи и особено въглищни централи. Увеличаващите се периоди с отрицателни цени през 2023/24 отново поставя под въпрос основни допускания и прогнози за енергийната трансформация в Европа. В свой анализ от 2024 година NEA [3] обръща внимание, че основно предизвикателство за трансформацията на електроенергийните системи е високата капиталова интензивност на нисковъглеродните технологии. Това важи както за възобновяемите източници, като за вятърната енергия и за биомасата, както и за ядрената енергия или водноелектрическите централи. Към този извод следва да се добавят и мерките за енергийна ефективност, електрическите превозни средства или производството на водород. Следователно постигането на амбициозни цели за

нетни нулеви емисии изисква преосмисляне на структурата на електроенергийния сектор, посочва анализът.

Обръща се внимание върху обстоятелството, че променливият характер на производството и неравномерното местоположение на вятърните и фотоволтаични системи, налагат системни разходи по отношение на изискванията за резервиране, балансиране и развитие на мрежата, които са значително по-високи от тези при други технологии. Тъй като различните технологии предоставят различни услуги, по-специално различни нива на непрекъснатост на генерирането, тяхната продукция налага различни общи разходи на ниво система.

За да оценят взаимосвързаните ефекти при работа на увеличаващ се брой ВЕИ инсталации в системата, авторите са разработили модел с отчитане на техническите характеристики и профили на работа на различни производствени единици, както и профилите на потребление на часова база и при различни допускания за климатични състояния. Резултатите ясно показват рисковете за системата, ако не се въведат механизми за регулиране на достъпа на ВЕИ:

- По-строгите ограничения по отношение на въглеродните емисии увеличават разходите на системата.
- По-високият дял на променливи възобновяеми енергийни източници, като вятърна и слънчева енергия, води до увеличаване на разходите на системата.
- Стремещът към постигане на много амбициозни цели за въглеродни ограничения (нетна нула) само с променливи възобновяеми източници е изключително скъп. Поради това минимизиращият разходите производствен микс винаги следва да съдържа известно ниво на ядрена енергия.

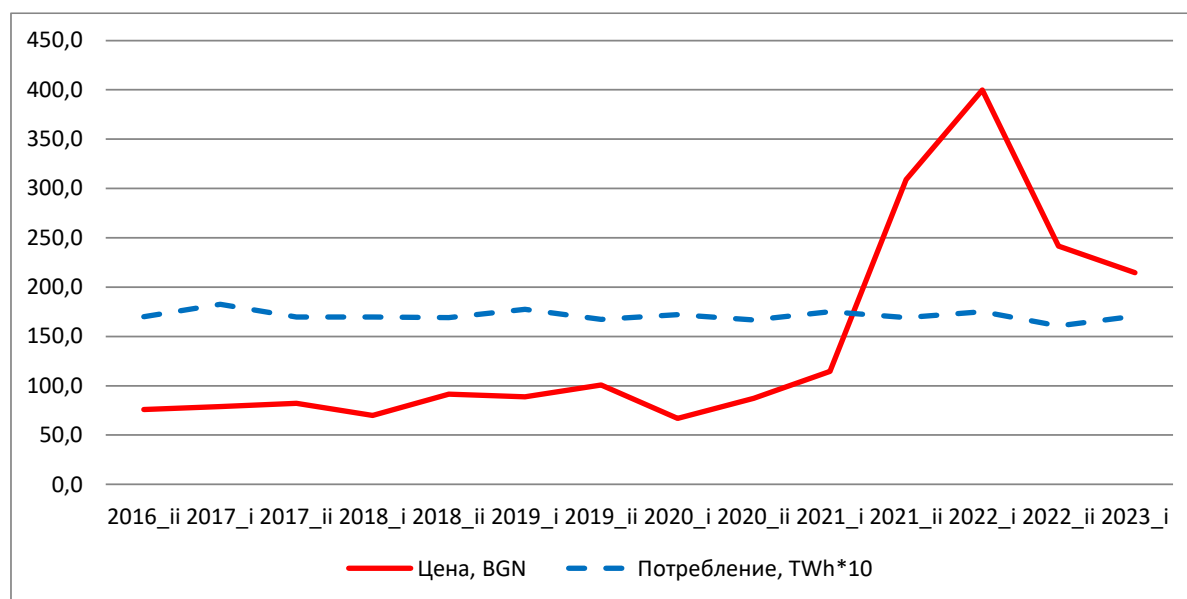
Въпреки нарастващите критики, позицията на ЕК е, че увеличаването на трансграничната търговия с електроенергия смекчава нестабилността, тъй като дава възможност на държавите-членки да получат достъп до по-диверсифицирани портфейли за производство в други държави-членки. Основателно обаче възниква въпросът за отчитане на ефекта от метеорологични феномени с въздействие на регионално ниво, при което получаване на енергия от трети страни не е гарантирано. Същото е валидно при кризи с доставките на енергийни ресурси, при които освобождаването от една страна членка в полза на друга страна членка може да бъде възпрепятствано.

Изводите са, че развитата пазарна среда за търговия на електрическа енергия в Европа ще се запази, като краткосрочните пазари и пазара на балансираща енергия ще имат определящо значение при формиране на крайните цени. Също така приоритетите за борба с климатичните промени ще се запазят, тъй като те са намерили вече място в нормативната рамка, а водещите финансови институции са се ангажирали с тях.

При продължаващо широко навлизане на ВЕИ, особено на слънчеви централи, ще се наблюдава ръст на системните разходи за балансиране, съхранение и разпределение. В тези процеси основна роля ще играят новите технологии и централите на газ. От друга страна производство от базови централи все повече ще се ориентира към регионални доставки, особено за по-малко пазари, като българския.

У нас крайното потребление на електрическа се изменя слабо, а цените на едро следват общите европейски тенденции след 2016 година, както е илюстрирано на фигура 2.

Фигура 2 Цени и потребление на електрическа енергия на 6 месечна база в България



Източници: авторски анализ [1] на база на статистически данни на НСИ и БНЕБ

Данните, представени в приложение 1 за производството за референтни години, показват промяната в производствените баланси през последните 5 години. Общото крайно потребление на електрическа енергия в страната за 2019 г. възлиза на 32 479 343 MWh, от които потреблението на свободен пазар е 52%, а 48% е крайно

потребление на регулиран пазар. През 2023 година крайното потребление е близко до това през 2019 година - 32 050 823 MWh, но структурата на производствени мощности е променена, като се вижда значителното увеличение на мощности и производство от слънчеви централи, за сметка на производството от лигнитни въглища.

Инсталираните понастоящем над 3 000 MW слънчеви централи вече предизвикват сериозни смущения в електроенергийната система и се съобщава за значителни глоби, наложени на ЕСО за дисбаланси. От докладите на КЕВР се вижда, че през 2019 година общият енергиен недостиг е 624 727 MWh, а общият енергиен излишък е 984 771 MWh, спрямо 1 646 095 MWh недостиг и 1 194 351 MWh излишък за 2023 г., което е увеличение приблизително с 57%.

Също така следва да се отбележи, че докато през 2019 г. общият обем на търгуваните количества на борсовия пазар „ден-напред“ е 8 391 GWh, а на централизиран пазар за двустранни договори – 16 520 GWh, през 2023 г. общото количество електрическа енергия, търгувана на пазар „Ден напред“ е 27 662 GWh, за пазар „В рамките на деня“ - 2 279 GWh, а на „Двустранни договори“ е 7 539 GWh.

Планът⁶ за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2024-2033г., разработен от ЕСО ЕАД, отразява общите европейски тенденции за засилване на ролята на ВЕИ и ограничаване ролята на ТЕЦ на лигнитни въглища у нас.

В публикуваната оценка [2] на адекватността на ресурсите за 2023 г. за българската електроенергийна система е обоснован модела за развитие на системата, при който към 2028 диспечерирането на системата е възможно без участие на въглищните ни централи, но при наличие на нови газо-парови блокове. Предложеният модел с високо участие на ВЕИ се основава на интензивен обмен със съседните електроенергийни системи, при което балансът на износа остава положителен. Следва да се отбележи, че през месеците март и април 2024 се наблюдава именно този ефект на висок износ през деня и внос в часовете с пикова консумация.

Въпреки изготвения обхванат модел за оценка на адекватността на електроенергийната ни система от ЕСО, предвижданите за 2033 година мощности от 14 785 MW слънчеви централи, 1 600 MW нови ВЕЦ, както и над 1 000 MW газо-парови централи, водят до заключението за значителна промяна в модела на производството

⁶ [ESO.BG - Електроенергиен Системен Оператор](https://www.eso.bg/)

на електрическа енергия и нови предизвикателства пред реализация на национални цели за сигурност на доставките:

- Анализите на ЕСО, представени в рамките на 10 годишния план за развитие, не дават основание да се очаква криза с доставките при ограничаване на въглищните мощности. От друга страна като основен рисков фактор се извеждат високия брой на фотоволтаични инсталации и необходимостта за тяхното балансиране, което налага планиране на нови инвестиции в сектора при транзита и разпределението.

- Пазарната реализация на електрическа енергия от ТЕЦ на въглища ще зависи основно от ценовите нива на природния газ и от продължителността на върхови натоварвания при температурни отклонения от нормата. Тези зависимости оставят ограничени възможности за реализация на пазара за въглищните централи.

- Обосноваването на необходимостта от запазване на въглищните централи за работа в кризисни условия изисква отделяне на бюджетен финансов ресурс и обосноваване на необходимите мощности с оглед на предположения възможни кризи.

Основно предизвикателство за реализацията на плановете за развитие на електроенергийната система и генериращите мощности е осигуряването на инвестиции в мрежова инфраструктура, базови и балансиращи мощности, нови възобновяеми централи (освен тези на слънце), системи за съхранение на енергия и мерки за енергийна ефективност, които общо надвишават 50 милиарда лева в периода до 2040 година. (Посочената оценка е направена на база на литературни данни за капиталови разходи по групи източници към 2023 година).

IV. Вериги на доставки в рамките на традиционното електропроизводство от лигнитни въглища

Въглищните централи, които работят с местен енергиен ресурс, са развили специфична верига на доставки, при която чрез наличните активи и заетият персонал се осъществява основния обхват на дейности за производство на краен продукт. Финансовите ресурси също имат голямо значение, но в рамките на периода на възстановяване на инвестициите.

Веригата на доставки при производство на електрическа енергия в Комплекса Марица изток може да се изведе на база на преглед на отчетите на дружествата в рамките на групата БЕХ⁷, както и на други големи дружества в Комплекса.

Съгласно Годишен доклад за дейността⁸ на Мини Марица - Изток ЕАД до 31 декември 2022 г, с най-висок дял в общия обем на доставките е закупената електрическа енергия, доставка на гумено транспортна лента, горива и услуги. Разходите за материали и външни услуги не надхвърлят 100 милиона лева през 2022 г.

Съгласно Годишен индивидуален доклад⁹ за дейността на ТЕЦ Марица – Изток 2 ЕАД до 31 декември 2022 г най-висок дял имат разходите за закупуване на въглеродни квоти, горива, персонал, материали и външни услуги. При външните услуги разходите са главно за основна поддръжка, цена за достъп до електропреносната мрежа и общи услуги. Разходите за материали и външни услуги не надхвърлят 85 милиона лева през 2022 година.

Съгласно Годишен финансов¹⁰ отчет на КонтурГлобал Марица Изток 3 АД до 31 декември 2022 г най-висок дял (без отчитане на амортизации и финансови разходи) имат разходите за закупуване на въглеродни квоти, горива, персонал, материали и външни услуги. При външните услуги разходите са основно за материали, резервни части и поддръжка, цена за достъп до електропреносната мрежа и общи услуги. Разходите за материали и външни услуги не надхвърлят 130 милиона лева през 2022 година.

На база на прогнозни данни от доклади на КЕРВ е оценено, че разходите, участващи при формиране на общия финансов поток за производство на електрическа енергия в комплекса Марица Изток възлиза на около 5 милиарда лева за 2022 година, за постигане на годишно производство от около 15,5 TWh годишно. Същевременно разходите за материали и външни услуги, които формират веригата на доставки за комплекса, не надхвърля 10% в рамките на общия финансов поток.

Прегледът на основните разходни пера за производство на електрическата енергия в Комплекса Марица Изток показва ограничено участие на търговски субекти,

7

<https://bgenh.com/page/22/%D0%A4%D0%B8%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B8-%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%D0%B8.html>

⁸ <https://www.marica-iztok.com/cms/user/files/18-05-2023fo/godishendokladzadejnosttakam31122022.pdf>

⁹ https://www.tpp2.com/files/financials/2022/otchet_individualen_2022.pdf

¹⁰ <https://portal.registryagency.bg/>

извън операторите на активите. Изводът е, че при краен сценарий с отпадане на производството на електрическа енергия, основно ще бъдат засегнати пряко заетите лица, собствениците на активи, както и бюджетни бенефициенти, докато доставчиците на услуги и материали нямат висок дял и имат възможности да се преориентират към други енергийни или индустриални възложители.

V. Нисковъглеродна енергетика

Производството на електрическа енергия с нисък въглероден отпечатък обхваща конвенционални източници като водноелектрическите и ядрени централи, но основният акцент при осигуряване на подкрепа е насочен към технологичните иновации при производство на електрическа енергия от слънчева, вятърна, геотермална енергия и биомаса.

По поръчка на Европейската комисия е разработен детайлен анализ на производство и потребление в рамките на ЕС, който се прилага за анализиране на различни сценарии за развитие. Моделът на енергийна система METIS [4] е предназначен да симулира с високо ниво на детайлност работата на пазарите на електричество, газ и топлина и да оцени въздействието на политическите инициативи върху европейската енергийна система и пазари. Оригиналният модел е разработен от компанията Artelys, като текущо се подобрява по отношение на представянето на енергийните мрежи и възобновяеми енергийни потенциали с цел моделиране и интегрирана европейска енергийна система. Моделът обхваща всички държави-членки на ЕС на регионално (NUTS2) ниво и се използва за прогноза с почасова резолюция на потреблението и производството в хоризонта 2050 г.

На база на модела METIS са анализирани целеви сценарии за електрификация, за да се разкрият последиците при реализация на целта за неутралност на климата и да се покаже необходимостта от обвързване на енергийната система с всички сектори на търсенето (мобилност, индустрия, сгради). Освен това проучването посочва ползите от прилагане на различни пътища за декарбонизация за крайни потребители от холистична гледна точка. На тази база се изследват потенциалните несъответствия между решенията с минимални разходи от гледна точка на крайния потребител и тези от гледна точка на системата (която отчита въздействието върху цялата верига на стойността, включително инфраструктурата). При това се търси улавяне на динамиката на системата при допускане на високо навлизане на ВЕИ (което увеличава

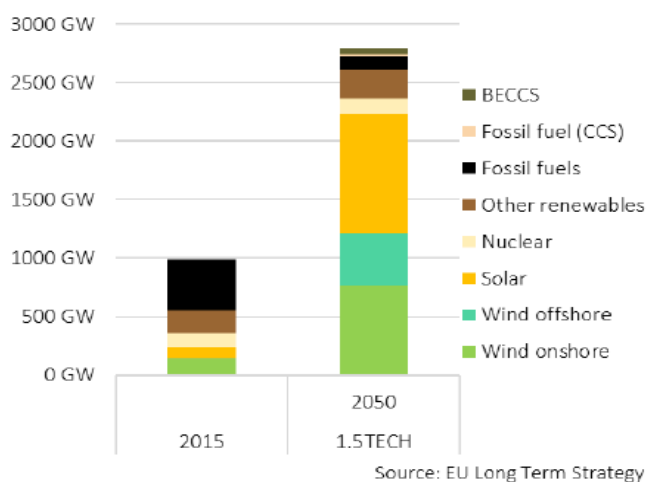
променливостта на производството на електроенергия и необходимостта от гъвкавост във всички времеви сегменти) и все по-гъвкаво търсене на електроенергия (поради електрификацията на секторите на транспорта и потребителски активи като термопомпи с резервни газови котли).

Чрез модела се търси определяне на оптималния, от гледна точка на разходите, баланс между пряко използване на електрическата енергия или производно на нея използване на чисти горива (баланса между електрони и молекули наречен power-to-X). При това, капацитетът за трансформация power-to-X се оптимизира съвместно с капацитета за производство на възобновяема електроенергия, като се вземат предвид специфичните за отделните страни криви на разходите за производство на електрическа енергия от ВЕИ.

За това проучване е избран сценарият 1.5TECH (проучване S6), тъй като отговаря на изискването за климатична неутралност през 2050 г. и разчита предимно на използването на зелени технологии и по-умерено на промени в поведението на крайните потребители в сравнение със сценария 1.5LIFE. Допълнителните нискоемисионни капацитети за производство на електроенергия се използват за преминаване от изгаряне на изкопаеми горива към използване на електроенергия, както чрез директни, така и чрез непреки пътища за електрификация (т.е. чрез преобразуване на енергия в газ и потенциални последващи процеси на преобразуване).

На фигура 3 е представен резултатът от анализите, при което е прогнозиран ръст на производствените електроенергийни капацитети във ВЕИ.

Фигура 3 Мощности за производство на електроенергия EU27+UK



Източник: доклад за ЕК

Сценарият 1.5 ТЕСН предполага широко разгръщане на технологии за преобразуване на електроенергия в газ в Европа до 2050 г., което води до производството на синтетични горива, каквито са е-горива от водород, произведен чрез електролиза, и които в крайна сметка заменят съответните изкопаеми аналози.

Представеният сценарий предполага, че преминаването към декарбонизирани горива на секторите на мобилността и топлинната енергия са до голяма степен съпътствани от тяхната електрификация, а в жилищния сектор се постига висока енергийна ефективност, особено благодарение на мащабни мерки за подобряване на енергийната ефективност на сградите и използването на ефективни технологии като термопомпи. Тези комбинирани фактори позволяват намаляване на крайната енергия в Европа на годишна база от около 12 000 TWh през 2015 г. до 8 000 TWh през 2050 г.

Преминаването от изкопаеми горива към пряка и непряка електрификация поставя електроенергийната система в центъра на тази нова енергийна система.

Електрическите превозни средства се разглеждат като основен доставчик на ежедневни услуги за гъвкавост чрез способността им да адаптират използването на енергия в рамките на предварително определен времеви диапазон за включване (интелигентно зареждане). По-специално, електрическите превозни средства със зареждане по време на работа на ползвателите, могат да променят с няколко часа модела на зареждане, което води до по-добро съответствие с пиковото слънчево фотоволтаично производство в средата на деня. Тази оптимизация на зареждането в рамките на деня позволява да се пуснат в експлоатация по-малко стационарни батерии.

От друга страна огромните инвестиции в мощности за електролиза, разположени в цяла Европа, покриват повечето от нуждите от гъвкавост на електроенергийната система в по-широк времеви мащаб.

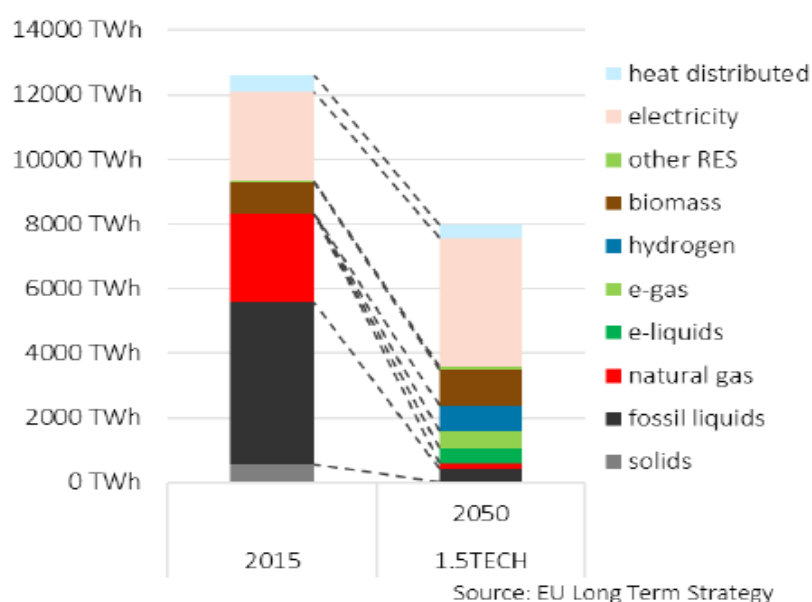
Все пак в анализите се отчита високата стойност на производството на синтетични горива. Вариантът lowH2Price допуска, че европейските страни могат да внасят водород извън Европа. Цената за този внос е определена на база на средни разходи за производство на електролизен водород по сценарий METIS 1.5, а именно 48,8 €/MWh, т.е. 1,46 €/kgH₂. Доставка на водород от алтернативни източници намалява както необходимостта от допълнително производство на електроенергия, така и потенциалния принос на електролизата за балансиране на променливото производство на ВЕИ. Освен това, тъй като се използват само най-рентабилните

възобновяеми потенциали, това води до по-ниски средни производствени разходи за водород, което може да окаже влияние върху нивата на търсене на водород в ЕС, особено в микса за промишлени доставки на топлина.

Пряката електрификация допринася за увеличаване на крайното търсене на електроенергия до нива над 4 000 TWh. Комбинираната пряка и непряка електрификация води до повече от два пъти по-високо общо търсене на електроенергия през 2050 г., отколкото през 2015 г. От друга страна в енергийни системи, доминирани от променливи ВЕИ, способността за ефективно управление на енергийните потоци е ключова за минимизиране на системните разходи. Във връзка с това междусистемните връзки са ключов фактор за предоставяне на гъвкави услуги във всички времеви интервали, за различни географски локации.

Резултатът от осъществяване на тези сценарии е общо намаление на крайното енергийно потребление, но също и увеличение на производството на електрическа енергия, както е показано на фигура 4.

Фигура 4 Промяна в модела на енергийно производство по източници



Източник: доклад за ЕК

В допълнение е развит сценарий METIS 2 (проучване S4), който се фокусира върху електроенергийния сектор на ЕС и неговата взаимовръзка с водородния и топлинния сектор [5]. Докато проучване S6 има за цел оптимално от гледна точка на разходите оразмеряване на енергийната система на ЕС, то сценарият при проучване S4

отива една крачка напред и има за цел да изведе по-обща заключения. Той подчертава характеристиките на амбициозните варианти за декарбонизация на енергийната система на ЕС до 2050 г., потенциалните рискове от загуби, свързани с активи в отпадащи технологии, и основните двигатели на несигурността като чувствителността на системата към изменението на климата и цените на суровините.

Европейските климатични цели очакват електроенергийната система да се превърне в „нетен отрицателен“ емитер на CO₂ до 2050 г., способна да компенсира „положителните“ емисии, произведени от други, трудни за постигане на емисионно намаляване сектори. Тези отрицателни въглеродни емисии следва да бъдат улеснени чрез внедряването на инсталации, работещи с биоенергия, оборудвани със системи за улавяне и съхранение на CO₂ (CCS), чиято икономическа ефективност и рентабилност могат да бъдат постигнати чрез продажба на разрешителни за емисии на CO₂, но при цена, която осигурява икономическа рентабилност на съответните инвестиции за декарбонизация.

Сценарият отчита допускането, че изменението на обемите на търсенето на електроенергия за отопление и охлаждане, предизвикано от изменението на климата, води до изместване на обемите на търсенето от зимно към лятно часоно време на ниво ЕС. Докато скандинавските и континенталните държави-членки се характеризират с нетно намаление на търсенето на електроенергия, водено от намаляването на търсенето на отопление, южноевропейските страни са изправени пред нетно увеличение на търсенето на електроенергия, тъй като увеличението на свързаното с охлаждането търсене на електроенергия, което се случва в тези страни, значително надвишава намаляване на търсенето на отопление. Тези променени модели на търсене се посрещат най-добре чрез адаптиране на производственото портфолио и увеличаване на мощността производство от слънчева фотоволтаична енергия (с концентрация на производство на електроенергия през лятото, при по-благоприятни фактори за инсталиране на капацитети в южните страни).

Производството на водород чрез електролиза и тук се счита за ключов елемент от европейската стратегия за декарбонизация (с отчитане на водородната стратегия на ЕС). И все пак възниква въпросът дали е вероятно водородът да играе централна роля до 2050 г. и дали европейското производство на водород, базирано на електролиза, може да се конкурира с евтиния внос на водород от чужбина.

В обобщение на резултатите от проиграване на сценариите се достига до следните структурни особености на ниво ЕС:

- Равнището на производство на електроенергия чрез производство на природен газ, без инсталации за намаляване на емисиите, спада до 0 до 2050 г. Повечето сценарии са предвиждат, че от 2030 г. нататък всички останали в работа инсталации с природен газ трябва да бъдат оборудвани с CCS системи.

- Производството на електроенергия от електроцентрали, работещи с въглища, през 2050 г. липсват или са малко, като стойността варира между 0 и 56 TWh (съответстващо на 1% от общото производство на електроенергия в ЕС). В повечето от разработени сценарии се отчита почти пълно спиране на въглищата се постига до 2050г.

- Производствените мощности, използващи изкопаеми горива, оборудвани с CCS системи, варира между 20 GW и 30 GW през 2050 г. в европейски мащаб, докато мощностите, използващи биомаса с CCS (BECCS), варира между 35 GW и 113 GW през 2050 г. Според повечето проучвания, от 2030 г. нататък около 70% от биомасата трябва да бъде оборудвана с CCS системи, а традиционното използване на биомаса е силно намалено.

- Електролизьорите се разглеждат като елемент на повечето от разработените сценарии за 2050 г. и техният инсталиран капацитет варира между 400 и 540 GW_{H2} през 2050 г. на ниво ЕС. Нивото на разгръщане на електролизерите обаче варира значително в различните страни.

- Термопомпите се разглеждат във всички разработени сценарии за 2050 г., особено в сградния сектор. Очаква се термопомпите да покрият около 40% от общите нужди от топлина през 2050 г. в сградния сектор и се считат за ключова технология за достигане на нетни нулеви емисии през 2050 г.

- Капацитетът на вятърната енергия на брега варира между 300 GW и 950 GW през 2050 г. в целия ЕС, докато капацитетът на вятърната енергия в морето варира между 250 GW и 600 GW.

- Слънчевият фотоволтаичен капацитет варира между 600 GW и 1150 GW през 2050 г.

- Водноелектрическият капацитет варира между 130 GW и 250 GW през 2050 г.

- Наличието на ядрени мощности остава сравнително постоянно, спрямо текущия дял.

Следва да се подчертае, че ще са необходими големи инвестиции в електроенергийна инфраструктура, предимно мрежи, за да се интегрира производството на възобновяеми източници, наред с разполагането на значително количество капацитет за съхранение на енергия и гъвкави турбини, работещи с биомаса.

VI. Модели за трансформация на въглищни региони

Трансформацията на индустриални (въглищни) региони е обективен процес, който се развива под натиска на външни влияния – най-често това са промени в пазарната среда, но също и поради дългосрочни политически решения. Крайното състояние след трансформацията зависи от предприемането на мерки за планиране и осигуряване на подкрепа, но нулевата алтернатива, при която природата е основният двигател на трансформацията, също е възможен сценарий.

Фигура 5 Илюстрация на резултата от непланирано и планирано въздействие върху въгледобивни терени



Източник: Just Transition Platform

Темата за трансформация на индустриални (въглищни) региони има дълга история, като подходите в различните случаи отчитат както уникалните местни предпоставки, така и общите икономически и производствени условия. За Европа най-

подробни данни за различните подходи за трансформация са налични в рамките на Платформата за справедлив преход (Just Transition Platform¹¹).

В рамките на обмена на опит и обсъжданията между участниците в Платформата могат да се изведат редица примери за приложени подходи за трансформация на въглищни региони. Например:

- ТПСП за Ida Virumaa, Естония - включването на заинтересованите страни може да изглежда трудно и отнема много време, но е безценно за гарантиране на ангажираността на местната общност с плановете за прехода;

- Трансформация към климатична неутралност в Северен Рейн-Вестфалия, Германия - свързване на въглеродно интензивни сектори и промишлена симбиоза на стратегии за приложение на водород в химическата, стоманената и циментовата промишленост, както и на стратегии за управление на въглерода с улавяне и използване на въглерод;

- Извършени дейности за Долна Силезия, Полша - диагностика на пазара на труда и проучването за предпочитания, разработване на стратегия с фокус върху икономическа диверсификация в нисковъглеродна икономика, като се вземе предвид вече започналата трансформация, планове за рекултивация и промяна на предназначението на активи;

- Белчатов, Полша, най-голямата въглищна електроцентраля в Европа – лидерство на синдикатите в иницирането на проекта „Работа след въглищата”, които са инициатори на проекта и ръководители на неговото изпълнение, включително комуникиране за развитието на дейностите, за да се осигури мобилизация;

- Хуноса, Испания – текущо състояние (една действаща подземна мина, централа с мощност 50 MWe + инсталация за улавяне на CO₂ и инсталация за преработка на въглища) и планове за развитие (геотермална енергия от минна вода, биомаса, нови приложения за инсталацията за преработка на въглища, адаптиране на електроцентралата La Pereda за нови горива, водород);

- Засавски въглищен район, Словения - след началото на постепенното затваряне през 2000 г. регионът се сблъсква с големи икономически и социални трудности, но сега регионът се рекламира с конкурентно предимство в редица сектори с висока добавена стойност, включително науки за живота и здравни услуги, химическа

¹¹ https://ec.europa.eu/regional_policy/funding/just-transition-fund/just-transition-platform_en

обработка, логистика, туризъм, бизнес услуги и градинарство, финансови административни услуги;

- Кеймбриджшир и Питърбъро, Обединено Кралство – развитие на местна предприемаческа екосистема за генериране на иновативни стартиращи фирми и мащабни предприятия и регионалните условия за индустриален преход чрез подкрепа на стратегическите сектори на науките за живота, информационните технологии, агротехнологиите и модерни методи на производство.

На база на примерите за приложение на конкретни планове за преход и разработките на институции, като ЕК, Световна банка и други, може да се изведат следните модели за трансформация:

- Децентрализиран модел на последваща подкрепа – при този модел усилията са насочени към решаване на вече възникнал проблем с освобождаване на голям брой заети лица.
- Модел с централизирано планиране – този модел изисква предварително планиране на нови дейности, включително определяне на цели и икономически субекти, които да надградят основната част от материалните и човешки ресурси при ново регионално развитие.
- Модел за корпоративно управление на трансформацията – при този модел се търси максимално използване на наличните активи и персонал за технологична трансформация в рамките на голяма компания.

През 2020-21 година ПрайсуотърхаусКупърс (PwC) подготви аналитична база за разработване на Териториални планове за справедлив преход, за трите въглищни региона в България. В рамките на задачата са анализирани следните компоненти на прехода:

- Запазване на социалната справедливост;
- Подобряване на инвестиционната атрактивност;
- Развитие на инфраструктурата;
- Запазване на енергийната сигурност на България – над регионален компонент.

Разработката стъпва на динамичен анализ на заетостта по подсектори и на регионално ниво и търси отговор на въпроса, кои са основните фактори на растежа. Поради липса на достатъчно статистически данни на областно ниво, анализът се опира основно на регионални данни за заетост и научноизследователска и развойна дейност.

Отбелязва се, че икономическата структура на област Стара Загора е доминирана от микропредприятия (0-9 заети), като в периода 2017-2019 техният относителен дял е над 90%. Новосъздадените МСП са концентрирани в икономическите сектори на услугите и търговията. Стига се до заключението, че съществуващите МСП не могат да създадат необходимата компенсаторна заетост, а заетите служители в засегнатите предприятия притежават компетенции, които предполагат частичен трансфер в други икономически дейности. Анализът посочва, че само при наличието на алтернативни икономически дейности може да се осигури запазване на настоящите демографски тенденции с възможност за положителен механичен прираст в дългосрочен план и запазване и/или увеличаване на трудовите миграции към област Стара Загора. С оглед на това е крайно необходимо в областта да се приложи планиране на алтернативни икономически дейности с оглед минимизиране на последствията от негативните демографски тенденции, осигуряване на еквивалентно ниво на заетост на местното население и ниво на доходи.

Значителна част от работната сила в област Стара Загора е с висше, средно и средно с придобита професионална квалификация образование, което дава възможност за заетост в средно и средно-високо технологичните сектори. При търсене на алтернативна заетост следва да се отчита, че към 2019 г. най-висок е делът на наетите лица в област Стара Загора в секторите Преработваща промишленост; Търговия, Ремонт на автомобили и мотоциклети и Добивна промишленост, а най-високо е заплащането в секторите Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и Добивна промишленост.

В резултат на анализа се правят препоръки за създаване на условия за квалификация и преквалификация на засегнатите лица, за насочване към алтернативни дейности при изграждане на ВЕИ, развитие на индустриални паркове, както и за насърчаване на предприемачеството.

Подготвените впоследствие ТПСП до голяма степен следват тези препоръки, но са критикувани поради липса на конкретика по отношение на приложимите планове за работа на местно ниво.

През 2023 година Министерството на енергетиката обяви покана за заявяване на интерес за инвестиционни намерения от страна на големи предприятия във връзка с финализиране на Териториалния план за справедлив преход на област Стара Загора.

Целта е да се повиши конкретиката при планиране на конкретни мерки, както и да се обоснове ключовата роля на големите предприятия за осигуряване на устойчива среда за развитие на нови енергийни и индустриални дейности.

С оглед на изведените по-горе общи модели за трансформация, може да се посочи че у нас все още няма изявен единен модел за развитие, като и трите варианта ще бъдат приложени в една или друга степен.

Моделът за корпоративно управление на трансформацията е силно застъпен във въглищните региони Перник и Кюстендил, а в регион Стара Загора е приложим при частните собственици на енергийни обекти. Наблюдава се намерение същият модел да се приложи и за дружеството Мини Марица Изток, но при него въпросът за спазване на принципа „замърсителят плаща“ и ограниченията за финансиране на свързани с въглищата дейности силно ще затрудни реализацията му.

Моделът с централизирано планиране на мерките за трансформация би постигнал най-голям успех при трансформация на регионите, без да се допусне отрицателен демографски ефект. Въпреки това приложението на този модел не се ползва с подкрепа на местно ниво, а подготовката на предложения на централно ниво се бави.

Реализацията на децентрализирания модел на последваща подкрепа е твърде вероятен сценарий, при което основните усилия ще бъдат насочени към създаване на условия за квалификация и преквалификация, а преходът към алтернативна заетост ще зависи от реализацията на програми за изграждане на ВЕИ, създаване на индустриални паркове, мерки за енергийна ефективност и други.

VII. Възможности за трансформация на централите и отражение върху веригите на доставки

Типично за енергийните обекти със системно значение са високите инвестиции и срокове за експлоатация над 20 години. В процеса на изграждане на тези обекти значителна роля играят доставчиците на основната технология, а наличието на местно технологично производство определя делът на националното участие във веригите на доставки. В обекти със значителен дял на строителство и инфраструктурно присъединяване има допълнителни условия за включване на местни участници във веригите на доставки.

В процеса на експлоатация на енергийните обекти, извън доставките на енергийната суровина, нуждата от допълнителни доставки и услуги е значително ограничена. Последното е особено валидно за слънчевите, вятърните, водните и геотермални централи.

С повишаване дела на ВЕИ с непостоянен характер в електроенергийната система, необходимостта от комбиниране на тяхното производство с други технологични приложения нараства. Примери за съпътстващи технологични приложения са:

- системи за съхранение на енергия - батерии, системи базирани на топлинни или водни акумулатори,
- системи за използване на електрическата енергия за производство на други енергийни суровини - водород, амоняк, метанол, синтетични горива,
- системи за управление на потреблението или системи за осигуряване на енергия за транспорта.

Подобни са и получените индикативни инвестиционни намерения, след поканата на Министерство на енергетиката, които са насочени към инвестиции, свързани с веригата на производство и потребление на енергия, както и на местни производствени мощности за:

- Изграждане на соларни фотоволтаични централи с батерии за съхранение на електроенергия;
- Трансформация на блок на ТЕЦ в съоръжение за съхранение на енергия базирано на технологията на топена сол;
- Промяна на горивната база на блок на ТЕЦ към 100% изгаряне на гориво произведено от общински отпадък и/или биомаса;
- Изграждане на завод за производство на едрогабаритни корпусни части за ветрогенератори, водноелектрически централи и тежко машиностроене;
- Изграждане на завод за производство на слънчеви панели;
- Изграждане на изцяло нов завод за производство на оловно кисели тягови и соларни акумулатори и батерии;
- Създаване на инсталация за производство на зелен водород;
- Инсталация за производство на енергия от отпадъци;
- Инсталация за улавяне на въглероден диоксид и оползотворяване;

- Инсталация за производство на хуматни торове на база на лигнитни въглища;
- Изграждане на инсталация за производство на електрическа енергия от изгаряне на синтезен газ получен чрез газификация (термолиза) на въглища.

Вижда се че има предложения за прилагане на CCS системи към въглищните блокове, като по този начин се разчита на отпадане на задълженията за плащане за въглеродни емисии. Следва да се отчита, обаче, че приложението на тези системи се счита за приемливо¹² в случаите на промишлените процеси, в които намаляването на емисиите е трудно, като с този метод се търси подпомогне конкурентоспособността в промишлеността. Също така тези системи се очаква да бъдат задължителни за централи на природен газ и на биомаса след 2030 година. По отношение на въглищата такъв подход за тяхното запазване в електроенергийния микс не се разглежда и съответно не може да се разчита за достъп до финансиране.

Във връзка с енергийния преход с предимство следва да се разглежда комбинацията на ВЕИ със съпътстващи технологични системи за съхранение на енергия или производство на заместващи горива. Този подход изисква допълнителни инвестиции, но предоставя възможност за създаване на отделни вериги на доставки, които имат постоянен характер.

През годините в България бяха развити производства, свързани с изграждане на топлоенергийни и хидроенергийни обекти (котлостроене, съдове под налягане, помпи), но сега страната ни няма капацитета на доставчик на енергийна технология за някои от нискоемисионните приложения. Това състояние определя ограничените възможности за местно участие при изграждане на нови енергийни обекти.

Възможностите за изграждане на местен капацитет могат да се търсят в следните направления:

- производство на батерии,
- производство на системи за зареждане на електромобили,
- усвояване на системи за управлението на потреблението,
- производство на водород, амоняк, биогорива.

¹² https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:bb8fb395-9d9c-11ee-b164-01aa75ed71a1.0017.02/DOC_1&format=PDF

Комбинирането на допускането за изграждане на нови ВЕИ с изисквания за интеграция с някои от горните съпътстващи технологични приложения може да осигури условията за развитие на нови устойчиви вериги на доставки у нас.

На сайта на Платформата¹³ за справедлив преход на ЕК може да се намери кратко представяне на предвидените мерки по ТПСП за трите български региона включващо:

- Икономическата диверсификация в Стара Загора с картографиране на уменията на служителите в електроцентралите и въглищните мини, както и на косвено засегнатите лица, като членове на семействата, също ще бъде насочена към деградирани обекти в съответствие с принципа „замърсителят плаща“ да ги подготви за алтернативни икономически дейности и преминаване към зелена енергия, като тези, свързани с фотоволтаични паркове, пилотни проекти за виртуални електроцентрали, индустриални паркове за чисти технологии и базирани на водород вериги за стойност. подкрепа за диверсификацията на местната икономика чрез инвестиране в малки и средни предприятия (МСП) и в научноизследователска и развойна дейност (НИРД), свързана с кръговата и неутрална по отношение на климата икономика.

- Подпомагане на създаването на работни места в Кюстендил с подкрепа за преквалификация и повишаване на квалификацията на работниците и предлагане на помощ на търсещите работа. Мерките ще бъдат особено полезни за групите в неравностойно положение и младите хора. МСП ще бъдат подпомогнати да изградят инсталации за възобновяема енергия и акцентът ще бъде поставен върху декарбонизацията на енергийния сектор. Създаването на индустриални паркове с чисти технологични решения ще осигури подходяща среда за инвеститорите. Освен това финансирането ще помогне на Кюстендил да разшири използването на своите значителни геотермални енергийни ресурси.

- Насърчаване на социално-икономическото развитие на Перник с подкрепа за МСП, фокусирани върху научноизследователска и развойна дейност, проектиране и инсталиране на фотоволтаични панели, производство на биогаз, както и пилотни проекти за производство и съхранение на възобновяем водород и внедряване на възобновяеми енергийни източници. развитие на индустриална и логистична зона

¹³ https://ec.europa.eu/regional_policy/whats-new/newsroom/21-12-2023-eu-supports-just-climate-transition-in-bulgaria-with-a-budget-of-eur1-2-billion_en

Перник и създаване на център за научноизследователска и развойна дейност, фокусиран върху индустриалния дизайн и център за наука за материалите.

Както и в анализа на PwC, списъкът с възможни мерки и стратегии за развитие, в рамките на трансформацията на въглищните региони е широк и обхваща дейности, прилагани в други региони в Европа.

Най-широко застъпеният сценарий за трансформация е този с енергийна трансформация при преход от производство на електрическа енергия от въглища към слънчева енергия, биомаса и природен газ. Обсъждат се и по-специфични варианти с топлинни акумулатори, осигуряващи системни услуги за балансиране.

Наличният на страницата на Министерство на енергетиката проект на Енергийна стратегия насочва към умерено навлизане на ВЕИ в националния енергиен микс и запазване на енергийни блокове на въглища в хоризонта 2030 година. Същевременно в 10 годишния план на ЕСО се посочва прогнозата за двойно повече ВЕИ към 2030 г. от предвиденото в Стратегията, а ролята на въглищата е поставена под съмнение.

Следователно от системна гледна точка изброените мерки за енергийна трансформация са състоятелни, като могат да се интегрират в националния енергиен микс с доставки и услуги за балансиране. При това реализацията на мерките за промяна на горивната база ще зависят до голяма степен от готовността на частните инвеститори за продължаване работата на свои активи във въглищните региони, а разполагането на фотоволтаични паркове ще зависи от готовността за предоставяне на подходящи терени. От гледна точка на заетост в средносрочна перспектива може да се очакват процеси на частично освобождаване на персонал, последвани от кампании за набиране на персонал и преквалификация за работа с нови по характер енергийни инсталации. Минната дейност постепенно се преориентира към рекултивация и възстановяване на терените. Не се създават нови вериги на доставки, а съществуващите следва да се адаптират към нови технически спецификации и времеви интервали на обслужване.

Разширяването на местните вериги на доставки и навлизането в сектори с развитие на нови технологии е свързано с насочване към комбинацията на нови ВЕИ проекти с технологични системи за производството на синтетични горива и водород, батерии, елементи, свързани с електромобилността. Използването на наличните активи и ресурси в рамките на въглищни региони за постигане на такава цел е възможно само

при прилагане на централизиран подход за развитие, при което дейността на отделните оператори в региона се подчинява на общото планиране. Освен това е необходима и последователна работа за насочване на квалификацията на заетите лица към нови индустриални производства. Разширяването на веригите на доставки изисква и съдействието на местните общности, особено за привличане на младите хора в процеса на подготовка на кадри и развитие на иновативни решения и технологии.

/п/

Зорница Русинова

ПРЕДСЕДАТЕЛ НА ИКОНОМИЧЕСКИ И СОЦИАЛЕН СЪВЕТ

Източници

- [1] Антон Иванов, Постигане на националните приоритети при реализация на зеления преход в електроенергетиката на България, Ежегодна научна конференция 2023 на Института за икономически изследвания при БАН, [https://press.bas.bg/bg/eBooks-105/show-106\(87\)](https://press.bas.bg/bg/eBooks-105/show-106(87))
- [2] Николай Чавдаров, Стефан Сулаков, Оценка на българската ресурсна адекватност, 2023 г. www.eso.bg
- [3] NEA SYSTEM COST ANALYSIS FOR INTEGRATED LOW CARBON ELECTRICITY SYSTEMS, NEA NO. 7668 © OECD 2024
- [4] METIS 2 Study S6, Assessing the balance between direct electrification and the use of decarbonised gases in the 2050 EU energy system, European Union, October 2023
- [5] METIS 2 Study S4, 2050 no-regret options and technology lock-ins, European Union, February 2023

Приложение 1

| енергия по енергийни източници | 2022 г. | 2023 г. | 2022 г. | 2023 г. | Изменени е ел. ен. в % |
|----------------------------------|--------------------------|---------|-------------------------------|------------|------------------------|
| | Инсталирана мощност в MW | | Произведена ел. енергия в MWh | | |
| 1. АЕЦ | 1 893 | 1 893 | 15 615 000 | 15 342 941 | 1,74% |
| 2. ТЕЦ на лигнитни въглища | 3 585 | 3 601 | 19 920 231 | 10 844 943 | 45,56% |
| 3. ТЕЦ на черни и кафяви въглища | 240 | 240 | 413 285 | 202 534 | 50,99% |
| 4. ТЕЦ на газ | 1 076 | 482 | 1 461 015 | 1 347 727 | 7,75% |
| 5. ВЕЦ в т. ч. | 2 867 | 2 867 | 2 975 860 | 2 339 993 | 21,37% |
| 5.1. ПАВЕЦ произв. | 1 386 | 1 386 | 444 333 | 420 668 | 5,33% |
| 5.2. ПАВЕЦ помпи | 932 | 932 | 51 621 7 | 7 071 | 49,30% |
| 6. ВЕИ в т. ч. | 930 | 1 502 | 1 514 767 | 2 423 130 | 59,97% |
| 6.1. Вятърни ЕЦ | 358 | 358 | 769 315 | 809 580 | 5,23% |
| 6.2. Фв ЕЦ | 548 | 1 120 | 647 006 | 1 558 739 | 140,92% |
| 6.3. ЕЦ на Биомаса | 25 | 25 | 98 447 | 54 810 | 44,32% |
| Общо: | 10 592 | 10 584 | 41 900 158 | 32 501 269 | 22,43% |

| Присъединени към ЕРМ за 2023 | ЕРМ Запад | ЕР Юг | ЕР Север | ЕР Златни пясъци | Общо |
|--|-----------|-----------|-----------|------------------|-----------|
| Въглища | 37.22 | 0 | 0 | 0 | 37.22 |
| Природен газ | 0 | 21.01 | 225.68 | 0 | 246.69 |
| ВЕЦ | 224.26 | 95.79 | 14.58 | 0 | 334.63 |
| ВяЕЦ | 18.57 | 47.9 | 280.35 | 0 | 346.82 |
| ФЕЦ | 493.93 | 899.19 | 322.42 | 0.87 | 1716.41 |
| Други | 15.65 | 28.62 | 5.91 | 0 | 50.18 |
| Общо | 790.00 | 1 093.00 | 849.00 | 0.87 | 2 732.87 |
| произведената електрическа енергия в MWh | | | | | |
| Въглища | 31 317 | 0 | 0 | 0 | 31 317 |
| Природен газ | 166 589 | 60 884 | 117 952 | 0 | 345 425 |
| ВЕЦ | 564 561 | 173 866 | 20 816 | 0 | 759 243 |
| ВяЕЦ | 26 618 | 60 390 | 687 264 | 0 | 774 271 |
| ФвЕЦ | 444 037 | 928 742 | 319 001 | 344 | 692 125 |
| Други | 35 273 | 79 961 | 19 017 | 0 | 134 251 |
| Общо | 1 268 395 | 1 303 844 | 1 164 050 | 344 | 3 736 633 |

| енергия по енергийни източници | 2018 г. | 2019 г. | 2018 г. | 2019 г. | Изменен ие ел. ен. в % |
|--------------------------------------|--------------------------|---------|-------------------------------|------------|------------------------------|
| | Инсталирана мощност в MW | | Произведена ел. енергия в MWh | | |
| 1. АЕЦ | 1 893 | 1 893 | 15 291 204 | 15 712 446 | 3% |
| 2. ТЕЦ на лигнитни въглища | 3 522 | 3 522 | 16 717 934 | 15 672 009 | 6% |
| 3. ТЕЦ на черни и кафяви въглища | 289 | 289 | 240 872 | 193 778 | 20% |
| 4. ТЕЦ на газ | 809 | 1 035 | 1 316 623 | 1 477 734 | 12% |
| 5. ВЕЦ, в т.ч.: | 2 867 | 2 867 | 4 356 883 | 2 690,501 | 38% |
| 5.1. ПАВЕЦ производство | 1 386 | 1 386 | 986 848 | 694 453 | 30% |
| 5.2. ПАВЕЦ помпи* | 932 | 932 | 425 127 | 659 688 | 55% |
| 6. ВЕИ към преносната мрежа, в т.ч.: | 658 | 658 | 1 160 541 | 1 148 150 | 1% |
| 6.1. ВяЕЦ | 358 | 358 | 705 087 | 682 436 | 3% |
| 6.2. ФЕЦ | 275 | 275 | 366 395 | 382 960 | 5% |
| 6.3. ЕЦ на Биомаса | 25 | 25 | 89 059 | 82 754 | 7% |
| Общо: | 10 038 | 10 264 | 39 084 056 | 36 894 618 | 6% |

| Присъединени към ЕRM за 2019 | ЕРМ Запад | ЕР Юг | ЕР Север | ЕР Златни пясъци | Общо |
|--|-----------|-----------|----------|------------------|-----------|
| ВЕЦ | 190 | 95 | - | - | 285 |
| ВяЕЦ | 18 | 48 | 128 | - | 194 |
| ФЕЦ | 150 | 522 | 54 | - | 727 |
| Биомаса | 13 | 29 | - | - | 42 |
| Други | 31 | 17 | 224 | - | 273 |
| Общо | 402 | 711 | 406 | - | 1521 |
| произведената електрическа енергия в MWh | | | | | |
| ВЕЦ | 415 895 | 196 270 | 31 658 | - | 643 823 |
| ВяЕЦ | 22 980 | 55 020 | 557 350 | - | 635 351 |
| ФвЕЦ | 195 958 | 696 027 | 149 114 | - | 1 041 099 |
| Биомаса | 63 762 | 124 226 | 28 652 | - | 216 640 |
| Други | 20 937 | 54 465 | 120 124 | - | 134 251 |
| Общо | 719 532 | 1 126 008 | 886 898 | - | 2 671 164 |