

# ЕНЕРГЕТИКА

ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ

брой **10 / 2021**  
април

entsoe



РЕФОРМИТЕ В  
ЕНЕРГЕТИКАТА -  
ЗАЛОГ ЗА РАСТЕЖ







|   |    |
|---|----|
| <b>Рубрика „От първо лице“</b> - Разговор с изпълнителния директор на ЕСО Ангелин Цачев с равносметка и поглед напред   | 7  |
| <b>Рубрика „От първо лице“</b> - България - част от Единния европейски пазар-интеграция към успеха - статия на Милена Стоянова  | 13 |
| <b>Рубрика „Иновации“</b> - Предварителни тестове за активиране на ръчно вторично регулиране на честотата (рВРЧ) чрез гъвкавите инсталации в курортен комплекс „Албена“ - част втора - статия на Стефан Сулаков | 21 |
| <b>Рубрика „С поглед в бъдещето“</b> - Водородът - новият енергиен и суровинен ресурс - статия на Венко Бешков  | 30 |
| <b>Рубрика „Екология и ВЕИ-технологии“</b> - Влияние на ВЕИ върху системната адекватност на България - статия на Валентин Колев   | 34 |
| <b>Рубрика „Мнения“</b> - Развитието на ядрените технологии в България в контекста на Зелената сделка на ЕС - статия на Антон Иванов  | 42 |
| <b>Рубрика „Експертният капитал на ЕСО“</b> - Среца с Тихомир Ценков - МЕР Монтана и Симеон Георгиев - МЕР Варна в разговор за удовлетворението от професията електромонтьор                                    | 48 |
| <b>Рубрика „ЕСО в медиите“</b> - интервю на Ангелин Цачев за Алманаха Енерджи Инфо БГ и за информационния портал Зе-news.net  | 54 |



В новия брой на списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ разгръщаме темата за реформите в сектора и техният потенциал за гарантиране климатичния неутралитет на европейската икономика. Електроенергийният системен оператор започва 2021 година с успешно финализиране на проекти, които ще допринесат за увеличаване на електропреносните способности на мрежата в подкрепа на въвеждането в реална работа на пазарните обединения ден напред и в рамките на деня. Два от петте електропровода 400 kV от общ европейски интерес, които ЕСО изгражда с безвъзмездно финансиране от европейските фондове, вече са въведени в експлоатация. Строителството на електропроводите между подстанция „Марица изток“ и подстанция „Бургас“ и между подстанция „Марица изток“ и открита разпределителна уредба на ТЕЦ „Марица изток 3“ завърши предсрочно. В напреднал етап на изпълнение са и другите три проекта за изграждане на вътрешните електропроводи между подстанции „Варна“ и „Бургас“, между подстанции „Марица изток“ и „Пловдив“ и на междусистемния от подстанция „Марица изток“ в България и подстанция „Неа Санта“ в Гърция. Предстои в средата на 2021 година вътрешният електропровод от подстанция „Варна“ до подстанция „Бургас“ също да бъде въведен в експлоатация. Изпълнението на тези проекти за развитие на трансевропейската инфраструктура ще подкрепят успешната работа на пазарните обединения, за чиято реализация Електроенергийният системен оператор интензивно работи съвместно с БНЕБ. Усилията в тази посока ще се увенчаят

с успех на 11 май тази година, когато ще влезе в реална работа пазарното обединение ден напред на българо-гръцка граница. През септември трябва да стане факт и интеграцията към единния европейски пазар ден напред на българо-румънска граница. Зад всички тези събития стои последователната работа на екипите на Електроенергийния системен оператор. Именно това ни накара да започнем броя с разговор с равносметка и поглед напред с изпълнителния директор на ЕСО Ангелин Цачев. В рубриката „От първо лице“ даваме думата и на Милена Стоянова, която разказва за извървения път до днес, когато българският електроенергиен пазар се интегрира към успеха на единния европейски пазар. Пазарните обединения налагат и въвеждането на адекватни средства за регулиране на електроенергийната система в реално време. За практическото приложение на допълнителните услуги за регулиране на честотата и обменните мощности, въведени от ЕСО в отговор на изискванията на европейския регламент за експлоатация на електропреносните системи, разказва част втора на статията за тестовите за активиране на ръчно вторично регулиране на честотата, чрез гъвкави инсталации. В броя няма да подминем и темите за увеличаващия се дял на новите ВЕИ-мощности и как това влияе на адекватността на електроенергийната система, за приложимостта и предимствата на малките модулни атомни реактори, както и за възможностите на водородните технологии за постигане на европейските цели за беземисионна икономика. Реформите и нововъведенията в енергетиката изискват и кадрово обезпечаване от ново поколение. На възможностите новите поколения енергийни експерти да срещнат опита на специалистите от ЕСО е посветен финалът на априлския брой на списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ с водеща тема „Реформите в енергетиката-залог за растеж“.

**Свилена Димитрова**

главен редактор на сп. „Енергетика  
– Електроенергийни ракурси“



# ЕСО ВЪВЕДЕ В ЕКСПЛОАТАЦИЯ ДВА ЕЛЕКТРОПРОВОДА ОТ ОБЩ ЕВРОПЕЙСКИ ИНТЕРЕС, РЕАЛИЗИРАНИ С ПРИВЛЕЧЕНО СЪФИНАНСИРАНЕ ОТ ЕВРОПЕЙСКИТЕ ФОНДОВЕ

**Изграждането на вътрешните електропроводи 400 kV Марица изток- Бургас и Марица изток - ОРУ на ТЕЦ Марица изток 3 беше финализирано и съоръженията въведени в експлоатация**

Вътрешният електропровод 400 kV между Марица Изток и Бургас, чието изграждане започна през месец май 2019, е с дължина 150 километра и свързва подстанция Марица Изток с подстанция Бургас. Той е част от група проекти „България - Гърция“, които са от общ интерес, съгласно Регламент 347/2013. Електропроводът е от ключово значение за реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север - Юг“ и за изграждане на трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е от общосистемно значение за Република България и ще повиши сигурността на работа на електропреносната система.

За изграждането на вътрешната въздушна линия ЕСО привлече безвъзмездно европейско финансиране от 60 милиона лева от „Механизма за свързване на Европа“. Трасето на новия електропровод 400 kV с име „Сан Стефано“ преминава през територията на осем общини Гълъбово, Тополовград, Тунджа, Елхово, Стралджа, Карнобат, Камено и Бургас.

Такъв инфраструктурен проект в електропреносната система на България не е реализиран от 50 години насам. Електропроводът е един от петте проекта от общ европейски интерес за изграждане на 465 км нови електропроводи 400 kV и разширяване на четири подстанции в страната на обща инвестиционна стойност 490 млн. лева, от които 180 млн. лева безвъзмездно съфинансиране от европейския „Механизъм за свързване на Европа“ и 30 млн. лева от Международен фонд „Козлодуй“.

ЕСО завърши и въведе в експлоатация и вътрешния електропровод 400 kV между подстанция „Марица изток“ до откритата разпределителна уредба на ТЕЦ Марица изток 3.

Другите три проекта от общ европейски интерес, изпълнявани от ЕСО, са в напреднал етап на изпълнение и предстои въвеждането им в експлоатация. До средата на 2021 година в експлоатация ще бъде въведен и вътрешният електропровод 400 kV, свързващ подстанция „Бургас“ с подстанция „Варна“, който е изпълнен на 90%.



През 2020 година ЕСО отбеляза напредък и в изграждането и на вътрешния електропровод 400 kV между подстанция „Пловдив“ и подстанция „Марица изток“ с изпълнение на над 60% от строително-монтажните работи. В началото на 2020 година дружеството започна изпълнението и на петия проект от общ европейски интерес - изграждането и на българския участък на междусистемния електропровод 400 kV, свързващ подстанция Марица-изток в България и подстанция Неа Санта в Гърция. ЕСО успя да привлече безвъзмездно финансиране от „Механизма за свързване на Европа“ в размер на 58 млн. лв. за реализацията на съоръжението на територията на България. За една година ЕСО изпълни над

50% от строително-монтажните работи по електропровода, а съоръженията за присъединяването му в подстанция „Марица изток“ са напълно завършени. Въвеждането в експлоатация на 400-киловолтовия междусистемен електропровод е планирано за 2022 година.

Реализацията на петте 400-киловолтови електропровода от общ интерес за развитието на трансевропейската инфраструктура ще доведе до увеличаване на електропреносните способности на българо-гръцката и българо-румънската граници, до подобряване сигурността на доставките на електроенергия в региона и ще способства успешната работа на пазарните обединения.





# РАЗГОВОР С ИЗПЪЛНИТЕЛНИЯ ДИРЕКТОР НА ЕСО АНГЕЛИН ЦАЧЕВ С РАВНОСМЕТКА И ПОГЛЕД НАПРЕД

**С какви амбиции и стремежи пристъпихте към ръководството на електропреносния оператор на България преди три години и какво успяхте да постигнете за изминалото време?**

С удовлетворение днес поглеждам назад към изминалите три години, през които започнахме изграждането на 465 km нови електропроводи 400 kV част от приоритетния енергиен коридор Север - Юг, които реализираме с привлечено безвъзмездно съфинансиране по механизма за свързаност на Европа. Имах привилегията да съм част от екипа на Електроенергийния системен оператор, който извървя пътя на предпроектните проучвания, още преди да поема ръководството на дружеството, но със задоволство днес мога да направя равносметката, че през отминалите три години изпълнихме същинската част от проектите от общ европейски интерес. Нещо повече, два от проектите успешно бяха финализирани и през март месец тази година въведохме в експлоатация вътрешните електропроводи 400 kV между подстанция „Марица изток“ и подстанция „Бургас“ и подстанция „Марица изток“ и открита разпределителна уредба на ТЕЦ „Марица изток 3“. До средата на 2021 година ще бъде завършено и изграждането на електропровода 400 kV между подстанция „Варна“ и подстанция „Бургас“.



Признателен съм на всички колеги, с общите усилия на които успяхме за по-малко от две години да придобием вещните права и да поставим началото на строителството на четирите вътрешни електропровода и на междусистемния електропровод между подстанция „Марица изток“ в България и подстанция „Неа Санта“ в Гърция, за да стигнем до въвеждането в експлоатация на два от петте проекта, а другите три да са в напреднал етап на изпълнение и готовност за финализирането им до края на 2021 година. Освен изграждането на проектите от общ европейски интерес започнахме приоритетно въвеждане на системи за автоматично управление в подстанциите 110/20kV и дистанционното им управление от опорен пункт. До този момент са въведени в експлоатация пет опорни пункта, от които се управляват повече от 50 подстанции, като до края на годината планираме броят им да се удвои. Разширихме проектното звено и сега всички проекти, които се изпълняват в компанията, са наши собствени, което ни дава възможност да сме много гъвкави и бързо да стигаме до изпълнението на приоритетни обекти. Работим усърдно по интеграцията на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар на електроенергия.

### **С какви трудности се сблъскахте по пътя на реализация на професионалните задачи пред дружеството?**

Не бих нарекъл трудности възникващите в процеса на работа въпроси, които трябва да бъдат решени преди да се продължи към постигането на водещата цел. Трудност и проблеми са просто думи и начин, по който се гледа на реалността. Няма пречка, която да не може да бъде преодоляна, когато основната задача е ясно формулирана и имаш великолепни експерти зад гърба си, на които да разчиташ. Същественият етап по строителството на електропроводите от общ европейски интерес съвпадна с пандемията, но това не ни спря и при стриктно спазване на всички протоепидемични мерки, и с реорганизация на плановете както в ЕСО, така и в дружествата, които изпълняват строително-монтажните работи, успяхме да стигнем до финализирането на проектите. Пандемията наложи реорганизация във всички сектори, но със средствата на дистанционната комуникация и отговорното планиране продължихме работния процес, водени от стремежа за опазване живота и здравето на служителите на ЕСО.

В процеса по интегрирането на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар имаше известни забавяния поради изпълнението на други проекти, извън нашите, които първо трябва да бъдат финализирани, за да е възможно присъединяването на българския електроенергиен пазар към европейския. Тези препятствия бяха преодоляни и след успешно проведени тестове на системите на регионално, а след това и на общоевропейско ниво, гледаме към 11 май 2021 година, когато България ще се присъедини към единния европейски пазар „ден напред“ на българо-гръцка граница. Това ще осигури на търговските участници достъп до пазарите на електроенергия в Европа.





Единният енергиен пазар е европейски успех, довел до подобрена сигурност на доставките и конкурентни цени на търгуваната електроенергия. Обединението на европейските електроенергийни пазари е неизменна предпоставка за успешния преход към новия пазарен модел и постигане на целите за декарбонизация на енергетиката на общността.

**Кое достижение на екипа на ЕСО Ви носи най-голямо удовлетворение?**

За моя радост екипът на ЕСО успя да реализира не само едно достижение за дружеството. Удовлетворен съм от общите усилия на експертите от ЕСО и БНЕБ, които целенасочено работят по обединението на електроенергийния пазар с единния европейски пазар. Поставихме началото през 2018 година, когато стартира работата на пазара в рамките на деня, а през ноември 2019 година се присъединихме към пазарното обединение в рамките на деня на българо-румънска граница. Тази първа стъпка и резултатите от нея ни мотивираха още по-усилено да продължим да работим за интеграцията ни към общия европейски пазар на електроенергия. И ето че последователната работа ни доведе до предстоящото през месец май присъединяване на българския електроенергиен пазар към пазарното обединение ден напред на българо-гръцка граница, а през септември се готвим за интегриране и на българо-румънска граница. В края на 2021 година очакваме да бъде даден старт и на пазарното обединение в рамките на деня на българо-гръцка граница, чрез локалния проект LIP 14. ЕСО участва активно и има водеща роля в инициативите за намиране на решение за интегрирането на пазарите на държавите от Западните Балкани към единния европейски пазар.

Разбира се, признателен съм на екипа на ЕСО и за успешното изпълнение на проектите от общ европейски интерес за развитие на трансевропейската инфраструктура. Въвеждането в експлоатация на петте нови електропровода 400 kV ще доведе до увеличаване на междусистемните капацитети за обмен на електроенергия със съседните ни страни, ще способства работата на пазарните обединения и ще подобри сигурността на доставките в региона.



Развитието на електроенергийните пазари наложи и преосмисляне на начините за балансиране на електроенергийната система и осигуряване на оперативни резерви. Достъпът до пазарите на електроенергия в страните от Европейския съюз увеличи възможностите за самобалансиране на пазарните участници. Това наложи на нас европейските електропреносни оператори да разработим и въведем услуги за регулиране на честотата и обменните мощности за осигуряване на резерви в реално време. С изменение на Правилата за търговия с електрическа енергия, одобрени от КЕВР през месец май 2020 година, ЕСО беше ангажиран да организира провеждането на търгове за осигуряване на оперативни резерви в реално време. В съответствие с изискванията на европейския регламент за експлоатация на електропреносните системи ЕСО разработи правила и електронна платформа за провеждане на тръжни процедури за предоставяне на резерви за първично и вторично регулиране на честотата и обменните мощности. Кандидатите за предоставяне на тези услуги преминават технически тестове за доказване на способността си да предоставят резерви за първично регулиране на честотата, които се активират в рамките до 30 секунди, и за вторично автоматично и ръчно регулиране на честотата и обменните мощности, които се активират в рамките до 15 минути. Доставчици на такива оперативни резерви могат да бъдат термични мощности с доказана работоспособност, които имат търговски графици, както и мощности с бърза синхронизация, като например ВЕЦ или агрегатори, които могат да променят генерацията си в рамките на 15 минути. През месец декември 2020 година започнахме да провеждаме месечни търгове, чрез електронната платформа на интернет-страницата на ЕСО. В момента разширяваме платформата, за да започнем от месец май тази година провеждането на ежедневни търгове за доставка на оперативни резерви.

Разработването и развитието на тези услуги за осигуряване на оперативни резерви в реално време е отговор на новия енергиен пакет на Европейския съюз и на съвременните реалности на обединените европейски електроенергийни пазари, и увеличаващия се дял на възобновяемите енергийни източници.

Удовлетворен съм и от активното експертно участие на ЕСО през изминалите години в процеса по подготовка на необходимите анализи за въвеждане на механизъм за капацитет, който трябва да осигури нужното ниво на адекватност на ресурсите до 2030 година по пътя към декарбонизация на европейската енергетика.

**Успехът е резултат от далновидно и ясно планиране в перспектива. С какви проекти гледате напред?**

Несъмнено ще продължим със същата последователност и усърдие да работим за интегрирането на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар. Усилията ни за модернизация и развитие на електропреносната мрежа, така че да отговори на съвременните реалности, ще продължат и занапред. Тук е мястото да отбележа постигнатото от екипите на ЕСО за рехабилитация на електропреносната мрежа и за оптимизиране управлението на електроенергийната система. Ще продължим да работим за въвеждане на дистанционно управление в подстанциите на ЕСО с изграждане на опорни пунктове в страната и развитие на оптичната мрежа за телеуправление. До момента сме изградили 3000 км оптична мрежа, към която са свързани 117 подстанции. До 2023 година предстои да изградим още 2990 км оптична мрежа, към която ще бъдат присъединени 140 подстанции. През 2020 г. в рамките на ремонтната програма на дружеството беше направена рехабилитация на над 1600 съоръжения в подстанциите на ЕСО и подмяна на близо 500 цифрови устройства.



През настоящата година планираме ремонт и модернизация на близо 4400 съоръжения в подстанциите на дружеството, подмяна на над 1200 цифрови устройства и инсталиране на 440 нови, както и пълна рехабилитация на няколко уредби 110 kV. Работим и за трансформиране на мрежа 220 kV към напрежение 400kV с оглед увеличаване на преносните способности в отговор на предизвикателствата, пред които ни поставя „Зелената сделка“.

Разработихме детайлен проект за дигитална трансформация на системите за управление на електропреносната мрежа. Тази година започваме изпълнението на мерките по него, насочени към увеличаване на междусистемните преносни способности и възможностите на електропреносната мрежа за присъединяване на нови ВЕИ мощности.

**Какво ще пожелаете на екипа на ЕСО и хората, ангажирани с професионалните си умения в дружеството?**

Първо искам да благодаря на всички колеги, с които заедно постигнахме напредъка на дружеството през изминалите три години. Експертният и професионален принос на всеки един колега, който с отдаденост, ентузиазъм и инициативност допринася за модерното развитие на Електроенергийния системен оператор, е незаменим. Дружеството със своите програми търси и дава поле за развитие на млади, даровити експерти в областта на енергетиката, които да приложат и усъвършенстват знанията и опита си в ЕСО. Ще продължим и за в бъдеще сътрудничеството ни с научните и академични среди, и висшите учебни заведения в страната.

Съвременните събития със световната пандемия ни напомниха първостепенната значимост на живота и здравето, без които е невъзможен нито един успех. Ето защо пожелаям сърдечно здраве и живот на всички колеги и техните семейства. Вярвам, че и занапред, водени от взаимното доверие и решителността, ще постигаме още по-удовлетворителни професионални резултати за дружеството, електроенергийната система и европейската енергетика, от която сме неделима част.



# НА 11 МАЙ 2021 г. БЪЛГАРИЯ СЕ ПРИСЪЕДИНЯВА КЪМ ЕДИННИЯ ЕВРОПЕЙСКИ ПАЗАР ДЕН НАПРЕД (SDAC) С ВЪВЕЖДАНЕТО В РЕАЛНА РАБОТА НА ПАЗАРНОТО ОБЕДИНЕНИЕ МЕЖДУ БЪЛГАРИЯ И ГЪРЦИЯ

Стартирането на проекта за пазарна интеграция между България и Гърция е следващата стъпка към постигането на Единен европейски пазар на електроенергия в сегмента ден напред.

Проектът стартира в рамките на Мултирегионалното свързване на пазарите (MRC) като част от обединението на италианските граници (IBWT).

Интегрирането е историческа стъпка за ЕСО, БНЕБ, местните производители, потребители и търговци на електроенергия, които вече ще участват пълноправно в общия европейски пазар ден напред. Въвеждането в реална работа на пазарното обединение ще осигури на всички пазарни участници достъп до преимуществата на единния пазар на електроенергия и целевия модел на ЕС.

Европейският целеви модел на пазара ден напред се очаква да бъде завършен през 2021 година със свързването на 4М МС границите с MRC, чрез проекта за Междинното свързване (ISP) и веднага след това, чрез пазарната интеграция между България и Румъния.

Работата по проекта за свързване на пазарите между България и Гърция беше поставено на 1 март 2020 година с официално решение на Управителния комитет за включването му

към регионалния проект за обединение на италианските граници - IBWT. Всички участващи страни следваха предварително договорената времева рамка и завършиха успешно цялата подготовка за тестването на системите, което се проведе между 16 март и 30 април 2021 г.

В тестовия период ЕСО в качеството си на преносен оператор за българската пазарна зона и БНЕБ като номиниран оператор на пазарите на електроенергия за България оперират българския пазар в изолиран режим и пълно съответствие с процедурите на Мултирегионалното свързване на пазарите - MRC.

Всички тези координирани действия подготвят системите за датата 11 май 2021 година, когато пазарното обединение на българо-гръцката граница като разширение на Единния пазар ден напред (SDAC) ще бъде въведено в реална работа с първи ден на доставка 12 май.

Единният общоевропейски пазар ден напред допринася за увеличаване на общата ефективност на търговията, насърчава конкуренцията, увеличава ликвидността и осигурява оптимално използване на ресурсите за производство на електроенергия в цяла Европа.

# ЕК ЗАПОЧНА ОБСЪЖДАНЕ НА ПЛАНА ЗА РЕФОРМИ НА БЪЛГАРСКИЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР - НЕОБХОДИМА СЪПКА ЗА ВЪВЕЖДАНЕТО НА МЕХАНИЗЪМ ЗА КАПАЦИТЕТ

Европейските цели за постигане на климатична неутралност налагат намирането на нов подход за осигуряване работата на топлоелектрическите централи, които имат съществен дял в енергийния микс на много от страните в ЕС, както и в България. В периода на тяхното трансформиране и модернизирание трябва да бъде приложен легитимен начин за подкрепата им, за да може да продължи експлоатацията на тези мощности. Единствената възможност това да се случи е въвеждането на механизъм за капацитет. Целта на мярката е да осигури нужната степен на сигурност на електроснабдяването и производствените мощности, базирана на обективна оценка на адекватността на ресурсите.

Европейският регламент изисква от държавите-членки, които искат да прилагат механизма за капацитет, да представят на Европейската комисия планове си за реформи на електроенергийния пазар в страната. България направи това в началото на месец февруари и очаква европейското становище за ефективността на предложенията.

В българския план е направен обстоен анализ на състоянието на електроенергийния пазар у нас с посочване на необходимите реформи и пътна карта за изпълнението им.

Най-съществената реформа, която трябва да бъде направена по плана, е свързана с премахване ролята на обществения доставчик и отпадане на хибридният пазарен модел с прекратяване на съществуващите квоти за регулиран пазар. За да се случи това обаче е необходимо дългосрочните договори на НЕК

за изкупуване на електроенергията от ТЕЦ „Марица Изток 1“ и ТЕЦ „Марица Изток 3“ да бъдат прекратени. В момента се провеждат преговори със заинтересованите страни в съответствие с приложимите правила на ЕС за държавните помощи и предвидените промени на пазара на едро.

Процесите по въвеждане на механизъм за капацитет и прекратяване на дългосрочните договори ще вървят паралелно, а произвежданата от двете централи електроенергия ще бъде пренасочена директно към БНЕБ. Очаква се новите количества електрическа енергия за борсата значително да повишат ликвидността ѝ и да подобрят ефективната конкуренция без доминиращи участници. Тези ефекти ще бъдат постигнати и с интегрирането на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар ден напред на границите с Гърция и Румъния.

Внедряването на интелигентни измервателни устройства като възможност за оптималното използване и управление на мрежата също се разглеждат в плана за реформи.

По отношение на пазара на дребно е предвиден поетапен преход към пълна либерализация, който трябва да приключи до края на 2024 г., успоредно с въвеждането на механизъм за защита на уязвимите потребители. За целта до края на 2021 г. трябва да бъдат изработени критерии за идентифициране на енергийно бедните домакинства. Според Регламент 2019/944 ще се отчитат показатели като ниски доходи, високи енергийни разходи, ниска енергийна ефективност.



# БЪЛГАРИЯ - ЧАСТ ОТ ЕДИННИЯ ЕВРОПЕЙСКИ ПАЗАР - ИНТЕГРАЦИЯ КЪМ УСПЕХА

Статия на Милена Стоянова - ръководител отдел „Европейски регулаторни политики и развитие на пазара“, ЕСО

Интегрираният енергиен пазар на ЕС е основният ефективен път за осигуряване на сигурни и достъпни енергийни доставки за гражданите на ЕС в процеса на трансформация и декарбонизация.

Чрез Европейската законодателна рамка се създадоха общи правила за функциониране и организация на енергийния пазар и използването на трансграничната инфраструктура, които дадоха възможност енергията да се произвежда в една държава и да се доставя на потребителите в друга. Това доведе до по-голяма ефективност, конкуренция, прозрачност, равнопоставеност, контрол на цените и възможности за потребителите.

Създаването на стабилна основа започна с одобряването на Третия енергиен пакет и по-специално Регламент 2009/714. На основата на Регламента се създадоха и мрежовите кодекси, които дадоха рамката и общите правила, необходими за целите на трансграничната търговия с електроенергия и функционирането и организацията на краткосрочните пазарни сегменти.

С Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 г. за установяване на насоки относно разпределението на капацитета и управлението на претоварването (CACM), Европейската комисия (ЕК) въведе целевия модел за развитието и организацията на краткосрочните пазарни сегменти ден напред и в рамките на деня (Европейския целеви модел), който цели обединението на пазарите въз основа на имплицитно разпределение на капацитетите с един алгоритъм, чрез създаването на единен



пазар ден напред (SDAC<sup>1</sup>) и единен пазар в рамките на деня (SIDC<sup>2</sup>).

Предвид степента на интеграция и промените в технологиите от 2009 г. насам и очаквания динамичен преход през следващите години, с цел да се отговори адекватно на предстоящите предизвикателства, през 2019 г. бяха приети и документите от пакета „Чиста енергия за всички европейци“, които актуализираха старите правила за енергийния пазар и въведоха нови.

<sup>1</sup> Single Day Ahead Coupling

<sup>2</sup> Single Intraday Coupling

Единният енергиен пазар е европейски успех, който доведе до подобрена сигурност на доставките, по-висока конкуренция, намалени цени и емисии в Европа, като допълнително, в контекста на течащия процес на декарбонизация, е незаменима предпоставка за успешния преход към новия пазарен модел, характеризиращ се с висок дял на възобновяемите източници на производство.

Интегрирането на краткосрочните пазарни сегменти е от ключово значение за развитието на електроенергийния пазар в рамките на всяка пазарна зона. Ползите от обединението на пазара са много и различни, но основните могат да се обобщят в:

- Насърчаване на ефективната конкуренция;

- Повишаване на ликвидността, прозрачността, ефективността и социалното благополучие;
- Повишаване на общото благосъстояние и оптималното използване на преносната инфраструктура;
- Оптимизиране на изчисляването и разпределянето на междузонава преносна способност и използването на енергийните ресурси;
- Въвеждане на имплицитна търговия, която премахва ненужните рискове от отделното търгуване на капацитети и електроенергия.

## ЕДИНЕН ПАЗАР ДЕН НАПРЕД



Целта на Единното пазарно обединение ден напред (SDAC) е да създаде единен общоевропейски пазар на електроенергия във времеви интервал ден напред.

SDAC разпределя оскъдния трансграничен преносен капацитет по най-ефективния начин, като свързва пазарите на електроенергия на едро от различни региони чрез общ алгоритъм<sup>3</sup>, който едновременно отчита ограниченията за трансграничния капацитет, като по този начин максимизира социалното благосъстояние.

SDAC е инициатива между номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (НОПЕ) и операторите на преносни системи (ОПС), която в обхвата на прилагане на SACM дава възможност за трансгранична търговия в цяла Европа чрез имплицитни търгове за доставка на енергия за следващия ден.

Имплицитните търгове дават възможност да се осигури комплексен продукт, който включва както заявената електроенергия, така и необходимия преносен капацитет. Така, при реално работещ обединен пазар, не се налага да се купува преносен капацитет на всяка граница отделно от сделката за електроенергия.

Единният европейски пазар ден напред предстои да бъде географски завършен. Към настоящия момент в рамките на Европейския съюз все още съществуват две пазарни обединения в обхвата на SDAC – MRC<sup>4</sup> пазарното обединение и пазарното обединение 4M MC на Чехия, Унгария, Словакия и Румъния.

### Следващи стъпки за разширяване

Като следваща стъпка се очаква SDAC да се разшири с включването на българската

<sup>3</sup> EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm)

<sup>4</sup> Multi - Regional Coupling



пазарна зона чрез българо-гръцкото пазарно обединение, планирано за началото на месец май 2021 г.

Ключова стъпка за успешната пазарна интеграция е и така нареченият Междинен проект (ICP - Interim Coupling Project), чрез реализирането на който се очаква да се осъществи достигането на крайната фаза на развитие на Единния европейски пазар. Целта на проекта е да обединени 4М МС и МRC пазарните обединения чрез въвеждане на имплицитно разпределение въз основа на NTC<sup>5</sup> на 6 граници (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT и HU-AT). Прозорецът за стартиране на проекта е предвиден за първата половина на месец юни 2021 г.

Успешното стартиране на ICP проекта е предпоставка за стартирането на българо-румънския проект за пазарна интеграция, който е ключов за страната и се очаква да стартира до три месеца след успешното въвеждане в оперативна работа на Междинния проект.

На следващ етап за пълното изграждане на SDAC в рамките на ЕС се очаква да се реализира и пазарно обединение на хърватско-унгарската граница, като се очаква това да се реализира през 2022 г. заедно със стартирането на проекта за пазарно обединение въз основата на потоците в централния регион (CORE FB Project).

Последно, но не на последно място, активно се работи и по намирането на решение и път за интегрирането на страните от Западните Балкани, които не са членки на ЕС, към единния европейски пазар.

### **Мястото на България в Единния европейски пазар ден напред**

Сегментът ден напред заема основно място в търговията на българския електроенергиен пазар, като в последните две години, макар и все още изолиран, се характеризира с нарастващ дял. Към настоящия момент на територията на страната има три активни проекта за пазарна интеграция, като два от тях са на европейските граници с Гърция и Румъния, които предстои да стартират през 2021 г. и допълнително - един проект се движи активно извън рамките на ЕС - на границата със Северна Македония.

България стартира локалния пазар ден напред в съответствие с европейския целеви модел през месец януари 2016 г. като част от МRC пазарното обединение, но поради липсата на обща граница с него и до днес, той все още функционира в изолиран режим.

Въпреки многогодишните усилия на страната ни за интеграция на пазара, географското местоположение на България и спецификите на съседните държави членки до скоро възпрепятстваха успешната пазарна интеграция - Гърция нямаше функциониращ пазар ден напред в съответствие с европейската законодателна рамка, а обединението с Румъния, като част от 4М МС, е технически невъзможно с държава, част от МRC.

Първата реалистична възможност за България да интегрира местния пазар ден напред дойде със стартирането в края на 2018 г. на Междинния проект (Interim Coupling project - ICP), целящ обединението на 4М МС с МRC, с планиран срок за въвеждане на проекта в реална работа септември 2020 г.

Възползвайки се от дългоочакваната възможност, българският преносен и българският пазарен оператор - ЕСО и БНЕБ започнаха кореспонденция относно присъединяването на българската пазарна зона към ICP проекта, като подадоха съответното искане за присъединяване. И регулаторите, част от проекта, и Управителният комитет отказаха българо-румънската граница да се включи в проекта, като обосноваха отказа си с това, че географското разширяване може да забави проекта, тъй като той представлява важна междинна стъпка към изпълнението на проекта за пазарно обединение на основата на потоците в централния регион (CORE FB).

Предвид невъзможността да се присъединят към междинния проект българските и румънските преносни и пазарни оператори, подкрепени от националните регулаторни органи (НРО) и Европейската комисия, стартираха проект за свързване на пазара ден напред на границата между България и Румъния (BG-RO МС проекта) като високоприоритетна инициатива за свързване в региона и с планирана дата на стартиране - три месеца след междинния проект (декември 2020 г.) предвид силната взаимозависимост между двата проекта.

В началото на 2020 г. след провеждането на няколко срещи преносните оператори и пазарните оператори на България и Румъния (ЕСО, БНЕБ, Transelectrica, Orcom) официално стартираха локален проект за пазарно обединение на двете пазарни зони.

Отчитайки същественото значение на проекта, участниците в него подписаха необходимите документи, определящи структурата и организацията му, като започнаха незабавно

<sup>5</sup> Net Transmission Capacity - метод за изчисляване на капацитета между две съседни пазарни зони

активна работа по него. Българските участници ЕСО и БНЕБ поеа изцяло управлението на проекта, в резултат на което в оперативен порядък страните одобриха архитектурата на организация на пазарното обединение, както и детайлна пътна карта според, която се очакваше проектът за пазарното обединение да стартира в реална работа до края на 2020 г.

Цялостното планиране на локалната инициатива беше съобразено с предварително планираните срокове за изпълнение на ICP проекта. Продължавайки активната работа, в началото на месец април 2020 г. страните уведомиха оперативната група (OPSCOM) на SDAC за стартирания проект, като подадоха заявка за промяна на съществуващите споразумения с цел включване на проекта като част от SDAC.

От включването си в SDAC в началото на 2019 г. българските страни - ЕСО и БНЕБ участват активно във всички ръководни и експертни органи и работни групи на SDAC. В тази връзка в края на месец април на тристранна среща, проведена между представители на националните регулаторни органи (НРО), НОПЕ и ОПС на държавите членки и ЕК, стана ясно, че обявената дата за стартиране на ICP проекта вече не се поддържа от някои от проектните страни, които не са част от проекта 4M MC.

Описаната ситуация доведе до незабавната реакция на ЕСО и БНЕБ, които изразиха писмената си позиция пред съответните регулаторни органи, ACER и Европейската комисия, относно негативните последици за българския пазар в случай на забавяне на Междинния проект. В резултат ЕК се намеси, като поиска мнението на всички засегнати страни. В хода на дискусиите стана ясно, че големите борсови оператори - EPEX SPOT, EXAA и EMCO/Nord Pool, смятат ICP проекта за излишен, като смятат, че следва да се работи директно за стартирането на проекта за пазарно обединение на основата на потоците в централния регион (CORE FB Project) през 2022 г. Като силно засегнати страни българският преносен и пазарен оператор, отново изразиха позицията си, че запазването на ICP проекта е от ключово значение за завършването на Европейския целеви модел чрез интегрирането на българската пазарна зона, като ясно подчертаха, че стартирането на Междинния проект на възможно най-ранен етап е от жизненоважно значение за региона на Югоизточна Европа. Многократно бяха изразени опасенията относно изолацията на българската пазарна зона и негативните последици върху пазарните участници по отношение липсата на равнопоставен достъп до Единния европейски пазар. Допълнително,

страните част от 4M MC пазарното обединение, еднозначно изразиха подкрепата си за продължаването на ICP проекта и стартирането му във възможно най-кратки срокове.

В резултат на представените становища и множество проведени дискусии на 22 септември 2020 г. ЕК - ГД „Енергетика“ издаде насоки за определяне на приоритетите на проектите във времеви интервал ден напред, с които Комисията потвърди, че географското разширение до всички съответни граници на ЕС е законово изискване и една от основните цели и приоритети на SACM. ЕК определи ICP проекта като такъв, който ще улесни изпълнението на това законово изискване във възможно най-кратък срок.

Също така, в резултат на проведените дискусии и представената пътна карта от страните по ICP проекта, ГД „Енергетика“ препоръча Междинния проект да стартира най-късно до април 2021 г.

ЕК също така призовава националните регулаторни органи на централния регион (CORE CCR) да следят отблизо развитието както на Междинния проект, така и на проекта CORE FB и по-специално, да предприемат подходящи действия, ако установят, че тяхното своевременно изпълнение е изложено на риск.

Въпреки предприетите действия през месец март 2021 г. ICP проектът обяви ново закъснение поради невъзможност за участие на EPEX Spot в планираните тестове, като според последната пътна карта и график за провеждане на тестове, съгласувани между участниците в Междинния проект, се очаква той да стартира в началото на месец юни 2021.

Поредното закъснение на ICP проекта рефлектира незабавно в предвидената времева рамка на BG-RO MC проекта.

**Локалният проект за пазарна интеграция между България и Румъния се очаква да бъде въведен в реална работа през месец септември 2021 г.**

Системните усилия на българския преносен и пазарен оператор през последните години доведоха до предстоящата пазарна интеграция във времеви интервал ден напред на българо-гръцка граница. През месец май се очаква българската пазарна зона официално да стане част от Единния пазар ден напред.

Проектът за обединение на пазарите между България и Гърция е във финална фаза на тестване, като 11 май 2021 г. е официално обявената дата за въвеждането му в реална работа.



## Пазарното обединение между България и Гърция става факт на 11 май 2021

Пазарното обединение на българо-гръцка граница се осъществява под шапката на регионалния проект IBWT<sup>6</sup> - проектът за пазарно обединение на италианските граници.

През 2019 г. гръцките и българските преносни и пазарни оператори (ЕСО, БНЕБ, IPTO, НЕЕХ), подкрепени от националните регулаторни органи (КЕВР и ANRE), подадоха заявление за присъединяване на българската пазарна зона чрез българо-гръцката граница към инициативата IBWT (Italian Borders Working Table). Присъединяването към проекта целеше осъществяването на пазарно обединение с Гърция на възможно най-ранен етап след стартирането на локален пазар ден напред в южната ни съседка. На 13 декември 2019 г. се проведе заседание на управителния комитет на проекта, на което се взе решение за одобрение стартирането на процеса по присъединяване на българския пазарен и системен оператор – БНЕБ и ЕСО по отношение включването на двете дружества в регионалния проект. В началото на 2020 г. ЕСО и БНЕБ подписаха всички необходими документи за присъединяване и се включиха във всички работни групи, част от IBWT проекта.

В началото на 2020 г. българските и гръцките страни съгласуваха детайлна пътна карта на съвместния проект и одобриха архитектурата на бизнес процесите на пазарното обединение, като се предвиждаше пазарното обединение да се реализира с хоризонт първо тримесечие на 2021 г. Навременното въвеждане на проекта в реална работа беше в пряка зависимост от предхождащото успешно реализиране на два други проекта: навременното стартиране на локален пазар ден напред на територията на гръцката пазарна зона в съответствие с европейската законодателна рамка и като следваща стъпка - въвеждането в реална работа на пазарното обединение на гръцко-италианската граница, което времево предшестваще обединението на българо-гръцката граница.

След няколкократно отлагане Гърция стартира своя пазар ден напред в съответствие с европейската законодателна рамка на 1 ноември 2020 г.

На 15 декември 2020 г. стана факт пазарното обединение между Гърция и Италия, което даде зелена светлина за осъществяването на проекта за пазарна интеграция на българо-гръцка граница.

Още в началото на 2021 г. българските и гръцките страни подготвиха план за тестване, който предвиждаше стартиране на проекта през месец март 2021 г. В процеса на съгласуване на тестовата рамка между страните, поради невъзможност от страна на ЕМСО/ Nord Pool, (доставчика на услуги на БНЕБ) да участва в тестовете съобразно предложената първоначално времева рамка, беше изготвен план за тестовете със срок за стартиране на проекта в края на месец април 2021 г. При съгласуването на плана на ниво SDAC се оказа, че в резултат на поредното отлагане на ICP проекта, тестовете на двата проекта съвпадат. След няколко седмични дискусии между страните, участващи в оперативната група на SDAC, се достигна до компромисен вариант и тестовата рамка на проекта между Гърция и България беше съгласувана с планиран старт на търговия 11.05.2021 г. и първи ден на доставка 12.05.2021 г.

Планираното въвеждане в реална работа на пазарно обединение в сегмента ден напред на българо-гръцка граница е огромна стъпка за развитието на българския електроенергиен пазар. С въвеждането в реална работа на българо-румънския проект по-късно през годината 2021-ва ще се превърне в историческа година в развитието на пазара на електрическа енергия в страната.

Отчитайки географското положение на страната и доскорошната липса на реална възможност за пазарна интеграция в сегмента, включването на българската пазарна зона в Единният пазар ден напред е ключов момент, който ще разшири възможностите за търговските участници и ще им даде по-добри опции за търговия, както и ще осигури необходимата стабилност на пазара в дългосрочен план.

## Работим усилено и по пазарните обединения със страните от Западните Балкани

Отчитайки спецификите на региона, българският преносен оператор участва активно и има водеща роля в инициативите за намиране на решение за интегрирането на пазарите на държавите от Западните Балкани към Единния европейски пазар ден напред с цел създаване на максимално добри и ефективни условия за търговия на електроенергия в региона. Предизвикателствата пред интегрирането на пазарите на страните от Западните Балкани, които не са членки на ЕС, са сериозни и те преминават през доброволното въвеждане на реципрочна на европейската законодателна рамка, въвеждането на задължението по отношение на законодателството и стартиране

<sup>6</sup> Italian Borders Working Table

на местен пазар ден напред в съответствие с правилата, процедурите и организацията, присъщи на единния европейски пазар.

Най-същественото предизвикателство произтича от въвеждането на задължението за необходимата правна рамка, което е и предпоставка за пълноправно членство в SDAC. Към настоящия момент усилията на ЕК в тази посока са насочени основно към промяна на Договора за създаване на Енергийна общност, но процесът няколко пъти вече беше възпрепятстван от част от държавите от Западните Балкани. Очакванията са през лятото на 2021 г. ЕК да опита да договори необходимите промени, като, ако процесът отново не завърши успешно, се очаква да се премине към индивидуален подход, който да включва намирането на решение с всяка държава поотделно, вероятно чрез индивидуални споразумения.

Отчитайки предстоящите предизвикателства, произтичащи от новата европейска законодателна рамка и прехода към новия пазарен модел, допълнени със съществуването на ограничен капацитет на границите на държавите членки от Централна Европа, въпросът с интегрирането на пазарите на страните от Западните Балкани извън ЕС заема все по-важно място.

Отчитайки съществената роля на описаните интеграционни процеси, операторите от региона на Югоизточна Европа с подкрепата на ENTSO-E и със съдействието на Европейската комисия през месец май 2020 г. стартираха официално работата на доброволна работна група, целяща интегрирането на електроенергийните пазари между държавите членки и държавите извън ЕС в региона на Югоизточна Европа. Групата е съставена от представители на преносните оператори на четиринадесет държави от региона на Югоизточна Европа и има за цел да осигури координация и сътрудничество на ОПС в този регион по отношение идентифициране на проблеми и търсене на решения за интеграция на пазара ден напред в региона. ЕСО е избран да ръководи и организира работата на работната група, като води дейността и задачите, предвидени за изпълнение от всички участници. Дейността на работната група се координира на регулярна база с ЕК, ENTSO-E и Енергийната общност. Една от основните задачи на работната група е да изготви подробен анализ на състоянието на пазара на електроенергия в региона на Югоизточна Европа. С изготвянето на анализа следва да се изготви и пътна карта на предстоящите пазарни

обединения в региона. Като следващ етап ще се анализира възможността за преодоляване на част от възникналите препятствия пред интеграционните процеси в региона посредством двустранни/многостранни споразумения. Тъй като развитието на пазара на електроенергия в Югоизточна Европа до голяма степен зависи от подхода за налагането на задължителната минимална законодателна рамка, чрез изменението на Договора за функциониране на Енергийната общност или по друг начин, задачите и целите, заложили в дейността на работната група, могат да претърпят своевременно изменение. Очаква се през настоящата година да има яснота относно пътят, който ще доведе до преодоляването на законодателните празноти, и по този начин да стане възможно обединението на пазарите на държавите извън ЕС със страните членки.

Проектите за пазарна интеграция между държави членки и държавите част от Енергийната общност датират от 2018 г., като първоначално стартираха под шапката на инициатива Западни Балкани 6, движена от Енергийната общност. Допълнително, развитието на тези така наречени пилотни проекти се следи и подкрепя от ЕК посредством инициативата за енергийна свързаност на Централна и Източна Европа - CESEC<sup>7</sup>.

България участва в два пилотни проекта. Единият е двустранният проект със Северна Македония, а другият е тристранният проект заедно с Хърватия и Сърбия.

Проектът за пазарна интеграция със Северна Македония се счита за най-напредналия пилотен проект и се очаква да стартира пръв, тъй като се развива най-активно.

**Проектът за пазарно обединение между България и Северна Македония се очаква да бъде въведен в реална работа през 2022 г.**

Пилотният проект възниква като инициатива през април 2018 г., след подписването на меморандум за сътрудничество под шапката на инициатива Западни Балкани 6, относно обединение на пазарите ден напред. След провеждане на няколко срещи по проекта се достигна до етап, на който са необходими доброволни законодателни промени в нормативната уредба на Северна Македония, които да гарантират организация на пазара в съответствие с САСМ. В резултат, проектът беше замразен за около година, до месец септември 2020 г., когато след въвеждането на минимално изискваната законодателна рамка за територията на пазарната зона на западната

<sup>7</sup> Central and South Eastern Europe energy connectivity



ни съседка, беше определен номиниран оператор на пазара на електроенергия в лицето на македонския пазарен оператор – MEMO. В резултат на реализираната ключова стъпка активните дейности по проекта бяха подновени. Българските и северно-македонските страни стартираха провеждането на регулярни работни срещи, на които се обсъдиха и одобриха пътна карта и организацията на проекта. Меморандум за сътрудничество, както и съпътстващо Техническо задание, бяха подписани между страните. Към настоящия момент се работи в съответствие с дейностите по утвърдената пътна карта на съвместния проект.

От съществено значение за успешната реализация на проекта, освен доброволното въвеждане в местното законодателство на необходимите разпоредби относно организацията на пазара и въвеждането на

задължението за обхвата на законодателна рамка, с цел пълноправно членство в SDAC, е и стартирането на местен пазар ден напред в Северна Македония.

В хода на дейностите по проекта като следващи стъпки предстоят: изборът от MEMO на доставчик на услуги, който да предостави необходимия софтуер, създаването на необходимите пазарни правила и стартирането на пазар ден напред в рамките на пазарната зона. След успешното завършване на организацията на местно ниво се очаква въпросът относно въвеждането на задължението за законодателството да е решен, така че да е възможно пълноправното членство в SDAC на съответните страни. Пълноправното членство в SDAC е предпоставка за успешното реализиране на пилотния проект за пазарна интеграция.

## ЕДИНЕН ПАЗАР В РАМКИТЕ НА ДЕНЯ



Единният интегриран пазар в рамките на деня (SIDC<sup>6</sup>) е инициатива между номинираните оператори на пазара на електроенергия и операторите на преносни системи, която позволява непрекъсната трансгранична търговия в единен пазар на електроенергия в рамките на деня в цяла Европа.

SIDC води до по-ефективна търговия в цяла Европа, като насърчава конкуренцията, увеличава ликвидността, улеснява споделянето на ресурси за производство, което подпомага търговските участници при възникването на промени в потреблението и неочаквани прекъсвания.

С нарастващото количество на непостоянно производство става все по-трудно за участниците на пазара да бъдат балансирани

след затварянето на пазара ден напред. Следователно интересът към търговията на пазарите в рамките на деня нараства. Пазарът дава възможност на търговските участници да бъдат балансирани непосредствено преди времето за доставка, което е от полза както за самите участници, така и за енергийните системи, като намалява необходимостта от поддържането на съществени резерви и свързаните с тях разходи.

SIDC е следствие от проекта XBID (Cross Border Intraday), на основата на който през юни 2018 г. стартира първата вълна на пазарна интеграция в рамките на деня, която включи 15 държави. През ноември 2019 г. стартира и втората вълна на пазарна интеграция в рамките на деня, която присъедини още седем държави, в резултат на което към момента 22 държави в Европа са свързани в единния пазар.

<sup>6</sup> Single Intraday Coupling

### Следващи стъпки

Като следваща стъпка се очаква SIDC да се разшири със стартирането на още четири вълни на пазарна интеграция. Третата вълна за пазарна интеграция на пазарите в рамките на деня предстои да бъде въведена в реална работа, като стартът ѝ е предвиден за месец септември 2021 г. Тя се очаква да включва всички италиански граници с изключение на гръцко-италианската граница. Българо-гръцката и гръцко-италианската граница се очаква да стартират през първото тримесечие на 2022 г. като четвърта вълна на пазарна интеграция. Към настоящия момент има планирани и пета и шеста вълна на пазарна интеграция, които включват словашките граници и са предвидени съответно за ноември 2022 г. и април 2023 г.

### Мястото на България в Единния европейски пазар в рамките на деня

България стартира локалния си пазар в рамките на деня през месец април 2018 г. Само една година по-късно, възползвайки се от предоставената възможност, ЕСО и БНЕБ успяха да направят изключително съществена стъпка, а именно: **през месец ноември 2019 г., като част от втората вълна на пазарна интеграция, успяха да включат българската пазарна зона в Единния пазар в рамките на деня чрез българо-румънска граница.**

ЕСО и българският борсов оператор са пълноправни членове на SIDC от края на 2018 г., като по същото време се присъединиха и към локалния проект LIP 15, който към момента, включваше Румъния, Унгария, Хърватска, Словения, Чехия, Полша или общо девет граници. Българският преносен и пазарен оператор се присъединиха към локалния проект със закъснение от около година, като за няколко месеца успяха да наваксат закъснението, разработвайки необходимите софтуерни функционалности, правила и организация. Компаниите преминаха успешно всички локални, регионални и централни тестове и в края на ноември успяха да присъединят българската пазарна зона към единния пазар в рамките на деня посредством българо-румънската граница.

Интегрираният пазар в рамките на деня увеличи цялостния резултат от търговията в този сегмент и донесе на търговските участници нови възможности и перспективи за ефективно управление.

Отчитайки ползите от постигнатото интегриране към пазара в рамките на деня, ЕСО и БНЕБ побързаха да се включат в третата вълна за присъединяване към единния европейски пазар в рамките на проекта LIP 14, чрез границата между България и Гърция.

### Българско-гръцката граница се очаква да стартира като част от единния пазар в рамките на деня през първото тримесечие на 2022 г.

В началото на 2020 г. България се присъедини към Локален проект 14 (LIP 14), целящ да свърже електроенергийните пазари на Италия и Гърция към Единния европейски пазар в рамките на деня. Този проект бе част от третата вълна на присъединение към SIDC, планирана да стартира през месец май 2021 г. В течение на работата гръцкият борсов оператор HEnEx обяви невъзможност да следва плана на работа и периода за стартиране поради липса на човешки и технически ресурси, което доведе до разделянето на проекта на две фази - първа фаза на северно-италиански граници, с очакван старт през месец септември 2021 г. (трета вълна на присъединение към SIDC) и втора фаза, включваща гръцките граници, с очакван старт през първо тримесечие на 2022 г. (четвърта вълна на присъединение към SIDC). Успешното включване към SIDC чрез българо-гръцката граница зависи пряко от осигуряването на необходимите системи и ресурси от страна на гръцкия борсов оператор.

**Проектите за пазарни обединения са с приоритетно значение както за българския пазар, така и за ЕСО. Поради това компанията влага всички необходими технически и човешки ресурси за навременното им стартиране, като основните трудности при реализирането им произтичат от външни за страната проекти, чиято успешна реализация е предпоставка за успешното стартиране на проектите с българско участие.**

**Настоящата година се очаква да бъде историческа по отношение интеграцията на пазара в основния пазарен сегмент - ден напред. Завършването на европейския целеви модел чрез осигуряването на ефективното обединение на пазара е основна предпоставка за осигуряването и постигането на плавен преход към новия пазарен модел през предстоящите години на значителни трансформации.**

*Използвани източници: Проектите: SDAC, SIDC, IBWT, LIP 15 и LIP 14.*



В ерата на трансформация на доставките на електрическа енергия участието на активните потребители, разпределената генерация и системите за съхранение ще играят все по-важна роля в балансирането и резервирането на електроенергийните системи. През последните години бяха публикувани и представени множество статии и презентации в тази насока, които описват общи идеи и политики, но много малко от тях дават ясна конкретика за потенциала на новите технологии и ограничителните условия за използването им в доставките на резерви и балансираща енергия. Тази статия дава светлина именно в този контекст, като описва подготовката и последващото провеждане на първоначални тестове за доставка на ръчно вторично регулиране на честотата (pVРЧ) чрез бойлерни системи и батерия, инсталирани в курортен комплекс Албена като част от проекта X-FLEX- Integrated energy solutions and new market mechanisms for an eXtended FLEXibility of the European grid.

# ПРЕДВАРИТЕЛНИ ТЕСТОВЕ ЗА АКТИВИРАНЕ НА РЪЧНО ВТОРИЧНО РЕГУЛИРАНЕ НА ЧЕСТОТАТА (РВРЧ) ЧРЕЗ ГЪВКАВИТЕ ИНСТАЛАЦИИ В КУРОРТЕН КОМПЛЕКС АЛБЕНА - ЧАСТ ВТОРА

Статия на инж. Свилен Пиралков - Албена АД, инж. Николай Чавдаров и д-р инж. Стефан Сулаков - ЕСО ЕАД

The work of the authors is a part of the H2020 project X-FLEX - „Integrated energy solutions and new market mechanisms for an eXtended FLEXibility of the European grid“. This document has been produced with the financial assistance from the European Union’s Horizon 2020 Research and Innovation Programme under Grant Agreement № 863927. More information available at <https://X-Flexproject.eu>. This document reflects only the authors’ views and neither the Agency nor the Commission are responsible for any use that may be made of the information contained therein.



(продължение на статията от предишния брой 9 на списанието)

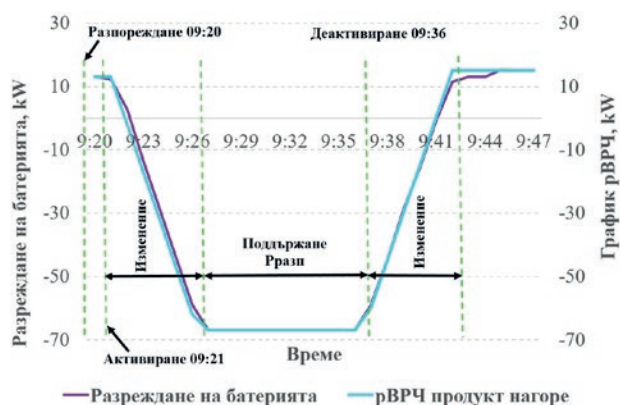
## ПРОВЕДЕНИ ТЕСТОВЕ И РЕЗУЛТАТИ

Седем активирания (3 нагоре и 4 надолу) на рВРЧ продукти, предоставени от батерията, бяха извършени през периода от 12<sup>ти</sup> октомври до 21<sup>ви</sup> октомври. Третото активиране на рВРЧ надолу на 20<sup>ти</sup> октомври в 15:12 бе неуспешно, тъй като през предходния час от 14:09 до 14:34 батерията бе напълно заредена чрез активиране в същата посока. Това ограничение на потенциала на батерията трябва да се интегрира в платформите X-FLEX. По-долу са представени резултатите от тестовете за една и съща дата (20<sup>ти</sup> октомври), където останалите две активирания бяха в двете посоки.

### Батерия - активиране на рВРЧ нагоре

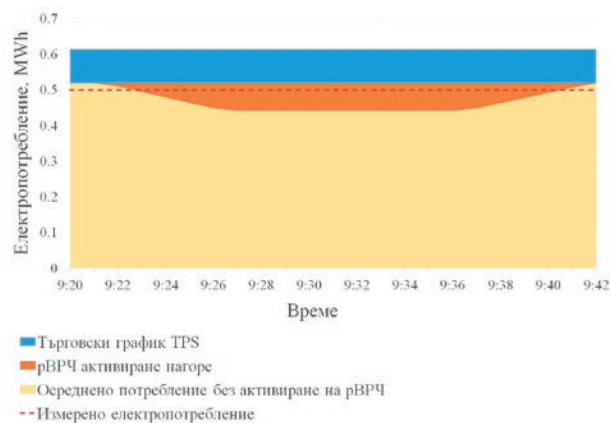
След 09:00 на 20.10.2020 отклонението от междусистемния график за обмен на българския контролен блок надхвърля 20MW (недостиг). В 09:19:20, ЕСО ЕАД нарежда на Албена АД по телефон да активира рВРЧ нагоре (разреждане на батерията). По-малко от 2 минути по-късно (в 09:20:51), Албена стартира (автоматично от SCADA) предоставянето на рВРЧ със скорост на нарастване от 15kW/минута, увеличаваща разреждането на батерията. Разпоредената мощност е достигната около 6 минути след даване на разпоредането и се задържа до 09:26:11, по изискване на ЕСО. След това, със същата скорост, разреждането на батерията намалява обратно до номиналните стойности на работа в 09:41:33.

Предоставянето на рВРЧ за регулиране нагоре е почти перфектно, както може да се види на Фигура 8. Разликата между продуктивния график на рВРЧ (-20.33kWh) и реалното изпълнение (-20.02kWh) е 1,53%. Разликата между разпоредената и постигнатата мощност е по-малка от 0,01%.



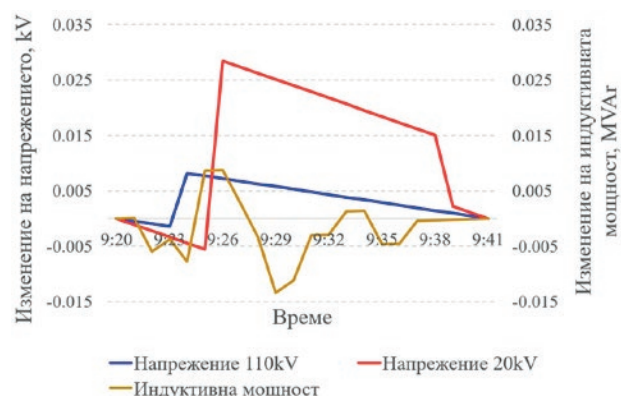
**Фигура 8.** Активиране на рВРЧ нагоре в кк Албена (20.10.2020)

По време на активирането на рВРЧ нагоре потреблението на кк Албена е било по-малко от търговския график и в този случай отклонението се увеличава, съответно и санкциите за небаланси (Фигура 9). Очаква се пазарната платформа на X-FLEX да предостави нужният анализ на приходи и разходи при предоставяне на рВРЧ (цена и количества) с цел подобряване на портфолиото на кк Албена на пазарен сегмент „в рамките на деня“.



**Фигура 9.** Потребление на кк Албена (20.10.2020)

По време на разреждането на батерията, индуктивната мощност, консумирана в курорта, варира, но намалява с 0,99% (Фигура 10). Нивата на високо и средно напрежение се увеличават малко, съответно 0,003% и 0,06%. В обобщение, влиянието на батерията върху тези параметри е незначително, в сравнение със стъпалното регулиране на трансформаторите с Янсенови регулатори в подстанция 110/20kV.



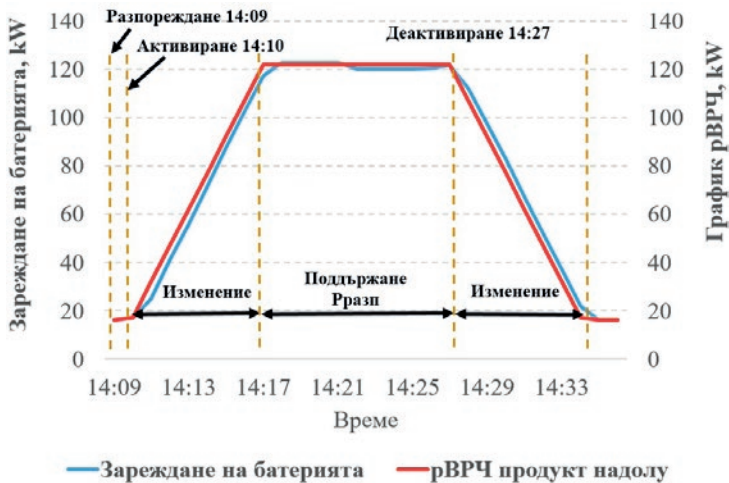
**Фигура 10.** Преизчислени едноминутни изменения в някои електрически параметри по време на активирането на рВРЧ (20.10.2020)

### Батерия - активиране на рВРЧ надолу

На 20.10.2020 след 14:00 отклонението от междусистемния график за обмен на българския

контролен блок надхвърля границата от 20MW, но в обратна посока (излишък). В 14:08:57, ЕСО ЕАД уведомява Албена АД по телефона за активиране на рВРЧ надолу (увеличаване на консумацията на батерията - зареждане). По-малко от 2 минути по-късно (14:09:58), Албена стартира (автоматично от SCADA) предоставянето на рВРЧ продукт с фиксирана скорост на натоварване от 15kW/минута, увеличавайки мощността на зареждане на батерията. Необходимата мощност е достигната около 7 минути след даване на заявката и се задържа до 14:27:01, както е поискано от ЕСО ЕАД. След това, със същата скорост на изменение, консумацията на батерията се връща обратно до номинални работни стойности в 14:34:04.

Активирането на рВРЧ за регулиране надолу показва много добри резултати (Фигура 11).

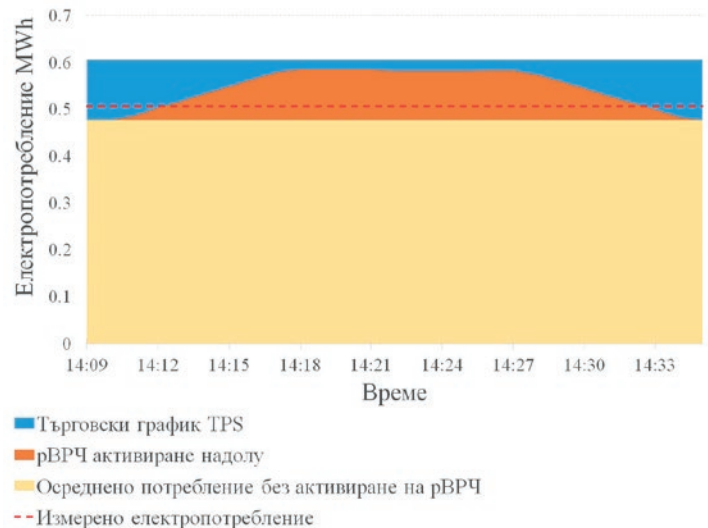


**Фигура 11.** Активиране на рВРЧ надолу в кк Албена (20.10.2020)

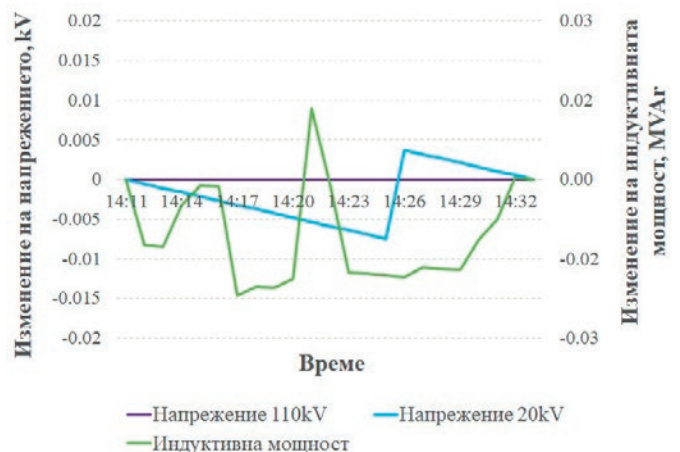
По време на разреждането на батерията, индуктивната мощност, консумирана в курорта, варира, но основно намалява със 7,61% (Фигура 13) поради нарастващия капацитивен дял от потреблението на к.к. Албена, което е ниско през този период. Нивата на високо и средно напрежение са намалели незначително, съответно с по-малко от 0,001% и 0,01%. В обобщение, влиянието на батерията върху тези параметри е пренебрежимо малко.

Разликата между графика за активиране на рВРЧ (29,75kWh) и реалното изпълнение (30,02kWh) е 0,9%. Разликата между разпоредената (122kW) и постигнатата (121.05kW средно) мощност е 0.78%.

През този период на активиране, реалното потребление на кк Албена, е по-малко от търговския график. В този случай активирането на рВРЧ намалява отклонението, съответно и санкциите за небаланси (Фигура 12). Това потвърждава потенциалът на батерията да се използва за подобряване на енергийното портфолио на кк Албена, ако липсва участие в рВРЧ. Трябва да се отбележи, че този потенциал е по-висок през периодите с ниско потребление (извън туристическия сезон) в кк Албена.



**Фигура 12.** Потребление на кк Албена (20.10.2020)



**Фигура 13.** Преизчислени едноминутни изменения в някои електрически параметри по време на активирането на рВРЧ (20.10.2020)



## РЕЗЮМЕ НА РЕЗУЛТАТИТЕ ОТ ТЕСТА

Всички разходи за небаланси по време на тестовете са за сметка на кк Албена. Резултатите

от проведените тестове за осигуряване на рВРЧ са представени в поредица от таблици по-долу.

**Таблица 1.** Предоставяне на рВРЧ - Количествени КПЕ

| Съоръжения на кк. Албена, предоставящи продукт за рВРЧ | Проведени тестове |              |           |   |  |       |
|--|-------------------|--------------|-----------|---|--|-------|
|  | Общо брой         | Успешни брой | Неуспешни |   |  | КПЕ % |
|  |                   |              | брой      | причина   | коригиращи действия  |       |
| Бойлерни системи                                       | 4                 | 2            | 2         | Частично регистрирани данни в SCADA                                   | Проблемите бяха отстранени за следващите тестове                                 | 50%   |
| Батерия  | 7                 | 6            | 1         | Технологично ограничение за последователно активиране в същата посока | Ограничението да се заложи в оптимизационните платформи                          | 86%   |
| Всички съоръжения                                      | 11                | 8            | 3         | Техническа  | Някои отстранени, останалите ще бъдат взети в предвид в процеса на автоматизация | 73%   |

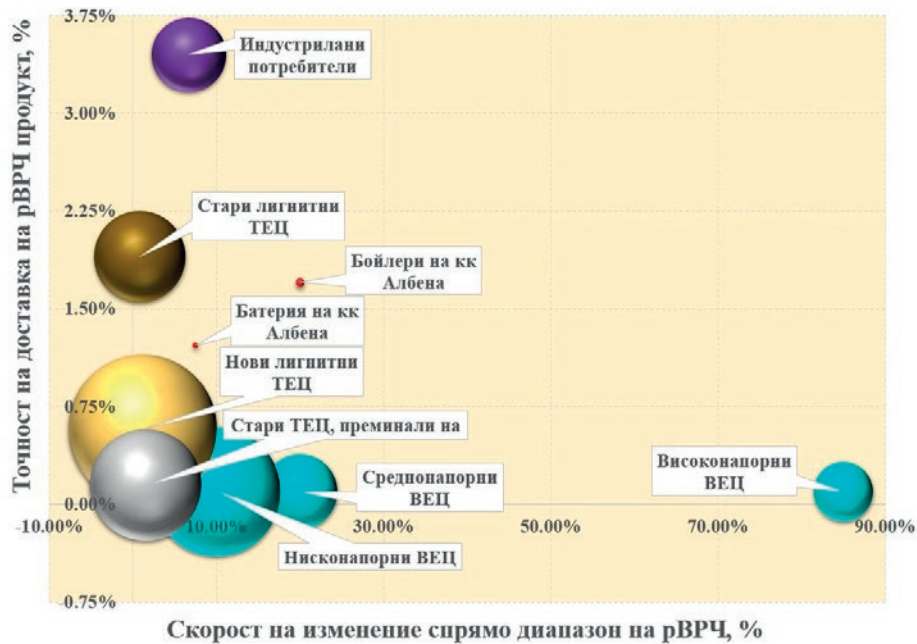
**Таблица 1** показва преглед на количествените Ключови Показатели за Ефективност (КПЕ). По време на тестовете на бойлерите, някои данни и в двете SCADA системи (Албена и ECO) не се регистрират. Проблемът е открит и незабавно разрешен, за да се предотвратят други подобни инциденти. Последвалите тестове с батерията потвърждават успешното разрешаване на тези проблеми. Въпреки това бяха извършени осем успешни теста както с бойлерите, така и с батерията. Ограничаващият фактор се оказа последователното активиране на батерията в същата посока поради технологичната

спецификация на цикъла на зареждане и разреждане на батерията.

**Таблица 2** съдържа информация за качествените КПЕ на успешните тестове. Както е видно от данните, участието в рВРЧ на бойлерната инсталация и на батерията е отлично. И двата вида оборудване са в състояние да изпълняват зададените команди и в двете посоки - нагоре и надолу, много точно (под 2% отклонение). Закъснението във времето на активиране/деактивиране на съоръженията след разпореждане на ECO е под 2 минути при всички тестове.

**Таблица 2.** Предоставяне на рВРЧ - Качествени КПЕ

| Съоръжения на кк. Албена, предоставящи продукт за рВРЧ | Успешни тестове |          |          |        | рВРЧ продукт         |        |               |                            |                           |
|--|-----------------|----------|----------|--------|----------------------|--------|---------------|----------------------------|---------------------------|
|  |                 |          |          |        | Скорост на изменение | График | Предоставено  | Отклонение от график (abs) | Отклонение от Гразп (abs) |
|  | дата            | начало   | край     | посока |                      |        |               |                            |                           |
| Бойлерни системи                                       | 05.08.2020      | 9:28:49  | 9:55:12  | Надолу | 60                   | 130.20 | 133.27        | 2.356%                     | 0.200%                    |
|  | 11.08.2020      | 14:23:56 | 14:45:12 | Нагоре |                      | -39.00 | -38.30        | 1.797%                     | 2.106%                    |
|  | <b>Средно</b>   |          |          |        |                      |        |               | <b>2.077%</b>              | <b>1.153%</b>             |
| Батерия  | 12.10.2020      | 14:22:25 | 14:48:36 | Надолу | 15                   | 31.75  | 30.79         | 3.037%                     | 0.125%                    |
|  | 20.10.2020      | 9:19:20  | 9:41:33  | Нагоре |                      | -10.37 | -10.33        | 0.322%                     | 0.015%                    |
|  | 20.10.2020      | 14:08:57 | 14:34:04 | Надолу |                      | 30.15  | 30.02         | 0.445%                     | 0.779%                    |
|  | 21.10.2020      | 9:09:48  | 9:32:01  | Нагоре |                      | -22.30 | -22.35        | 0.210%                     | 0.471%                    |
|  | 21.10.2020      | 12:04:37 | 12:27:36 | Нагоре |                      | -26.73 | -25.87        | 3.186%                     | 1.974%                    |
|  | 21.10.2020      | 15:07:37 | 15:33:27 | Надолу |                      | 30.28  | 30.32         | 0.135%                     | 1.345%                    |
| <b>Средно</b>  |                 |          |          |        |                      |        | <b>1.223%</b> | <b>0.785%</b>              |                           |



**Фигура 14.** Сравнение с други потенциални доставчици на рВРЧ в България

**Фигура 14** илюстрира възможностите на съоръженията на Албена АД в сравнение с останалите доставчици на рВРЧ в България. По отношение на точността на предоставяне на рВРЧ както батерията, така и бойлерните системи на българския пилотен обект са по-добри от индустриалните потребители с управляем товар и старите ТЕЦ на лигнитни въглища. По отношение на скоростта на изменение на работната мощност (изразена в % от мощността за рВРЧ в минута) на бойлерната инсталация, Албена АД (20%) е редом с подязовирни водноелектрически

централи (ВЕЦ) със среден пад на водата и изостава само от подязовирни ВЕЦ с висок пад на водата (85%). Относно скоростта на изменение на работната мощност на батерията, Албена АД (7,5%) задминава всички ТЕЦ-ове и промишлени потребители с управляем товар и изостава само от ВЕЦ. Това е доказателство, че оборудването на новите активни потребители има необходимия потенциал да играе важна роля в пазара на допълнителни услуги, особено ако предлаганият капацитет е агрегиран в големи количества.

**Таблица 3.** Въздействие върху други параметри на електрическата мрежа

| Съоръжения на кк. Албена, предоставящи продукт за рВРЧ | Успешни тестове |          |          |        | Влияние върху други ел. параметри (abs) |                 |                    |               |
|--|-----------------|----------|----------|--------|---|-----------------|--------------------|---------------|
|  |                 |          |          |        | Напрежение 110kV                        | Напрежение 20kV | Индуктивна мощност | cos φ         |
|  | дата            | начало   | край     | посока | %                                       | %               | %                  | %             |
| Бойлерни системи                                       | 05.08.2020      | 9:28:49  | 9:55:12  | Надолу | 0.020%                                  | 0.052%          | 1.236%             | 0.090%        |
|  | 11.08.2020      | 14:23:56 | 14:45:12 | Нагоре | 0.024%                                  | 0.013%          | 0.830%             | 0.173%        |
|  | <b>Средно</b>   |          |          |        | <b>0.022%</b>                           | <b>0.033%</b>   | <b>1.033%</b>      | <b>0.131%</b> |
| Батерия  | 12.10.2020      | 14:22:25 | 14:48:36 | Надолу | 0.000%                                  | 0.069%          | 0.305%             | 0.025%        |
|  | 20.10.2020      | 9:19:20  | 9:41:33  | Нагоре | 0.003%                                  | 0.059%          | 0.985%             | 0.052%        |
|  | 20.10.2020      | 14:08:57 | 14:34:04 | Надолу | 0.000%                                  | 0.009%          | 7.607%             | 0.183%        |
|  | 21.10.2020      | 9:09:48  | 9:32:01  | Нагоре | 0.060%                                  | 0.054%          | 22.524%            | 0.986%        |
|  | 21.10.2020      | 12:04:37 | 12:27:36 | Нагоре | 0.003%                                  | 0.003%          | 1.093%             | 0.083%        |
|  | 21.10.2020      | 15:07:37 | 15:33:27 | Надолу | 0.006%                                  | 0.037%          | 1.804%             | 0.000%        |
|  | <b>Средно</b>   |          |          |        | <b>0.012%</b>                           | <b>0.038%</b>   | <b>5.720%</b>      | <b>0.222%</b> |

**Таблица 3** показва въздействието на проведените тестове за рВРЧ върху другите важни параметри на мрежата като нива на високо и средно напрежение, изменение на индуктивната мощност и фактора на мощността ( $\cos \varphi$ ). Данните показват, че ефектът върху споменатите параметри на мрежата може да се счита за незначителен. Въпреки това, в два от случаите активирането на батерията в посока надолу и нагоре е причинило значително отклонение в потока на индуктивната мощност, съответно и  $\cos \varphi$ . Това може да е чисто случайно събитие и да не е свързано с тестовете, проведени по това време, но може също така да се окаже, че извън сезона, в периоди на ниско потребление, активирането на батерията може да повлияе промяна в потока на индуктивната мощност. Необходимо е допълнително проучване, за да се потвърди.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ И СЛЕДВАЩИ СЪПКИ

Предоставянето на услугата рВРЧ и в двете посоки от съоръжения, инсталирани в кк Албена, е възможно и производителността може да бъде по-добра от тази на някои други генериращи единици (например стари въглищни централи). Предоставянето на продукт за първично регулиране на честотата от съоръженията в Албена АД също е възможно. Изисква се инсталиране на честотомери, комуникация/автоматизация със SCADA и алгоритъм за определяне на диапазона и мащаба на честотната реакция, които ще бъдат част от следващите стъпки.

В момента потенциалната работна мощност на бойлерите е около 600kW или +/- 300kW в двете посоки през летния период. Поради влиянието на COVID-19 върху туристическите услуги, хотелите в кк Албена не са били напълно заети по време на тестовете. Следователно, потенциалът за рВРЧ на експлоатираните бойлерни инсталации при тези условия е установен на -175kW и +425kW. Ако туристическият сезон е редовен, работата на бойлерите ще бъде в очаквания диапазон на регулиране на мощността от +/-300kW. Понататъшното разширяване на бойлерните инсталации в Албена АД потенциално ще увеличи обхвата на регулиране до +/-500kW, през редовния летен сезон. Скоростта на изменение на натоварването на предоставената услуга за рВРЧ от бойлерите е много бърза - около 60kW/min с 2-минутно забавяне на реакцията по заявката на диспечера на ЕСО ЕАД. В момента обаче, увеличаването и намаляването на потреблението на бойлерите се задейства ръчно от операторите на кк Албена чрез SCADA. Очаква се, че платформите на X-FLEX ще осигурят автоматизация на този процес, като вземат предвид пазарните резултати, реалното и прогнозното потребление на бойлерите. Това ще увеличи не само потенциала за предоста-

вяне на рВРЧ, но и прецизиране на портфолиото на кк Албена на пазарен сегмент в рамките на деня и съответно намаление на небалансите.

Възможно е използването на бойлери за други допълнителни услуги като регулиране на напрежение (високо и средно) и контрол на реактивната мощност, но ефектът е незначителен и може да се ползва само в аварийни случаи като подкрепяща мярка на останалите вече предприети мерки. Следователно, платформата GRIDFLEX на проекта X-FLEX може да бъде полезна за вътрешна оптимизация на мрежата на Албена, което изисква допълнителни изследвания.

Работният диапазон на рВРЧ на батерията е + 105kW и -80/85kW. Скоростта на изменение на натоварването при предоставяне на рВРЧ е 15kW/min с по-малко от 2 минути закъснение на реакцията при диспечерско разпореждане. Процесът се извършва автоматично. Батерията е много подходяща за изглаждане на портфолиото на кк Албена извън туристическия сезон, където освен това въздействието на батерията върху  $\cos \varphi$  в някои случаи може да е значително. Въздействието върху нивата на напрежение е подобно на това на бойлерите - пренебрежимо.

Предвид извършените тестове и резултатите от анализа, набелязани са следните стъпки за подобряване на ефективността на съоръженията на Албена АД при предоставяне на допълнителни услуги:

- Проучване и тестване на потенциала на биогаз централата за предоставяне на рВРЧ;
- Тестване на кумулативния потенциал на всички контролируеми съоръжения в Албена за предоставяне на рВРЧ;
- Проучване и тестване на съоръженията (бойлери и батерия) за предоставяне на първично регулиране на честотата;
- Интеграция на платформите SERVIFLEX и MARKETFLEX към проекта X-FFLEX.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] ENTSO-E, MARI Stakeholder Workshop, 4 September 2017.
- [2] Energy community, Final Report: Models of regional cooperation for balancing energy - Exchange of balancing energy (Task 4), March 2019.
- [3] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [4] Energinet, Prequalification of units and aggregated portfolios, Doc. 13/80940-106 - Offentlig/Public, 16 August 2018.
- [5] P. Olivella-Rosell, P. Loret, L. Haupt, S. Barja, S. Bjarghov, V. Lakshmanan, H. Farahmand, M. Korpås, J. Forsström, V. Mukherjee, A. Hentunen, S. Ottesen and T. Lundby, INVADE project D5.4: Advanced Optimal Battery operation and control algorithm - eSmart, 17 December 2018.
- [6] A. Hentunen, J. Forsström, Sa. Jenu, S. Tuurala, A. Manninen and S. Bjarghov, INVADE project D6.2: Battery techno-economics tool, 15 March 2018.
- [7] Rambøll Danmark A/S, Ancillary services from new technologies - technical potentials and market integration, Report, December 2019.
- [8] K. Poplavskaya, L. de Vries, Distributed energy resources and the organized balancing market: A symbiosis yet? Case of three European balancing markets, Elsevier, Energy Policy, Volume 126, March 2019, Pages 264-276.



# НАЦИОНАЛНАТА ЕНЕРГИЙНА СТРАТЕГИЯ - НОВАТОРСТВО И ПРАГМАТИЗЪМ ЗА УСТОЙЧИВО РАЗВИТИЕ И ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ

През месец февруари проектът за национална енергийна стратегия на България беше предоставен за обществено обсъждане. Планът за устойчиво енергийно развитие на страната до 2030 година с хоризонт до 2050 година очертава основните политики за следващите десетилетия и е изготвен в съответствие с изискванията на европейското законодателство. Стратегията дефинира водещите цели и мерки за изпълнение в областта на енергетиката и климата през следващите 30 години. Основен приоритет се очертава енергийната сигурност и устойчивото енергийно развитие. Стратегическите задачи, заложи в програмата, са постигането на по-висока степен на енергийна ефективност, либерализацията на електроенергийния и газовия пазар и интегрирането им в общия европейски енергиен пазар, както и развитието и внедряване на нови енергийни технологии.

Една от целите е през следващите десет години да бъде оптимизирано енергийното потребление с над 31%. Другата задача е насочена към постигане на най-малко 15% междусистемна електроенергийна свързаност. За постигането на тази цел е посочено

ключовото значение на петте проекта от общ европейски интерес, които реализира ЕСО за изграждане на четири вътрешни и един междусистемен електропровод 400 kV. Два от проектите вече са изпълнени с въвеждането в експлоатация през март 2021 година на вътрешните електропроводи 400 kV между подстанция Марица Изток и подстанция Бургас и между подстанция Марица Изток и открита разпределителна уредба на ТЕЦ „Марица Изток 3“. До средата на 2021 година ще бъде завършено и изграждането на вътрешния електропровод 400 kV между подстанция Варна и подстанция Бургас. Другите два проекта от общ европейски интерес, изпълнявани от ЕСО, са междусистемният електропровод между подстанция Марица Изток в България и подстанция Неа Санта в Гърция, и вътрешният електропровод между подстанция Марица Изток и подстанция Пловдив. Реализацията на тези проекти съществено ще подобри сигурността на доставките на електроенергия в региона и ще способства успешната работа на пазарните обединения. В стратегията е предвидено и изграждането на нови междусистемни електропроводи със Сърбия и Турция.



За постигане на климатичните цели се залага и на развитието на газовата инфраструктура и адаптирането ѝ с електроенергийната. В условията на нарастващия дял на възобновяемите източници, природният газ се превръща в основна базова и балансираща технология. В националната енергийна стратегия на страната е предвидено развитие на технологиите от типа „power to gas“, които ще позволят по-точно интегриране на електроенергийния и газовия сектор, висока гъвкавост на системата и намаляване на разходите. Газовите връзки с Гърция и Сърбия са посочени като ключови за развитието на газовия пазар през следващите десет години, както и акционерното участие на страната ни в терминала за втечен природен газ край Александруполис, Гърция.

Стратегията предвижда и съществено развитие на възобновяемите енергийни източници. В документа е заложено над 27% увеличение на дела на зелената енергия в крайното брутно енергийно потребление. Предвижда се в следващите 10 години нетната инсталирана мощност за производство на електрическа

енергия от възобновяеми източници да се увеличи с 2 645 MW.

Увеличаването на дела на ВЕИ е обвързано и с енергийната сигурност за чието гарантиране са заложени политики както за трансформация на топлоелектрическите централи, произвеждащи електроенергия от въглища, така и с развитието на атомната енергетика при спазване на най-високите нива на ядрена безопасност. Според Евростат ядрената енергия се счита за местен ресурс в България. Националната енергийна стратегия на България залага на продължаване работата на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“, реализацията на нови ядрени проекти и диверсификацията на източниците на ядрено гориво.

Стратегическият документ в областта на енергетиката на България залага още на изграждането на най-съвременни системи за съхранение на енергия, въвеждане на интелигентни мрежи, насърчаване на децентрализираното производство и развитие на водородните технологии.

## ВОДОРОДЪТ – БЪДЕЩАТА ЕНЕРГИЙНА РЕАЛНОСТ

Обновеният вариант на Националния план за възстановяване и устойчивост в унисон с най-актуалните тенденции в европейската енергийна политика очертава първите стъпки за създаване на национална водородна стратегия. Една от тях беше направена през март месец с решение на Министерския съвет, което възлага на министъра на икономиката да координира политиката в областта на водородните технологии, съвместно с министрите на енергетиката, транспорта и образованието. В подготовката на стратегия ще се включи и председателят на Държавната агенция за научни изследвания и иновации. Работна група ще изготви доклад, оценяващ потенциала за развитие на водородни технологии в страната и ще предложи нормативна подкрепа за проекти със зелен водород и биогаз. До края на 2021 година на базата на направените консултации трябва да бъде финализирана Национална пътна карта за развитието на водородната индустрия.

Темата за приложението на този енергоносител за постигане климатичен неутралитет на стария континент набира скорост от средата на 2020 година, когато беше изработена европейска водородна стратегия, предвиждаща между 320 и 458 млрд. евро инвестиции във водородни технологии. Част от финансирането ще дойде по линия на Зелената сделка, за която ЕС е обещал 1 трилион евро, две трети от които под формата на безвъзмездни средства.

Постигането на климатичната неутралност на европейската икономика предполага цялостно реструктуриране на енергийните доставки. Едно от най-перспективните и отдавна известни решения в тази насока, получило целенасочена европейска подкрепа в многогодишната финансова рамка на ЕС за периода 2021-2027 г., е развитието на водородна икономика.

Водородът е определен от МАЕ като „универсален енергоносител“ с широк спектър

на приложение – най-вече в промишлеността и транспорта. Водородът може да се получава по различни технологии, но най-екологичният е електролизата. Когато енергията за разделянето на водните молекули идва от възобновяем източник, полученият водород се определя като „зелен“. Когато в процеса на получаването му се използва природен газ или ядрена енергия, се нарича „син“ или „бял“. По неотдавнашни прогнози делът на водорода в енергийния микс на Европа от досегашните под 2 % се очаква да нарасне до 13 -14 % през 2050 г.

В европейската стратегия се посочва, че единствено зеленият водород представлява устойчив метод за декарбонизация. С днешна дата обаче „зеленият водород“ не може икономически да се конкурира с този, произведен от фосилни горива, поради все още високата цена на енергията, добивана от възобновяеми източници. Поради тази причина, докато бъдат осигурени достатъчни количества зелен водород, прилагането на временни технологични мерки, например „син водород“, може да спомагат за намаляване на въглеродните емисии. Възможностите, които предоставя синият водород, се разглеждат от ЕК като преходна мярка в борбата с климатичните промени. Еврокомисарят по климатичните въпроси Франс Тимерманс неотдавна потвърди в свое изказване временната подкрепа за природния газ. С изявлението си, че природният газ ще продължи да играе ключова роля при заместването на въглищата в производството на електрическа енергия и изграждане на водородна инфраструктура с най-малко разходи, той даде ясен знак за развитието на сектора.

Много от големите европейски икономики вече са изготвили своите планове за инсталиране на мощности на водород и планират мащабни инвестиции за приложението им в индустрията, енергетиката и транспорта.

В тази посока са насочени и инициативите за модернизация и трансформация на централите от Маришкия басейн и другите въглищни региони в България към природен газ и водород. Високотехнологичният преход на въглищните региони ще започне с изграждането на нова газопроводна инфраструктура, която да се използва и за доставки на зелен водород. Приблизително 175 км газопроводи ще доставят газ и водород в района на Марица Изток, като за целта са заделени 477,2 млн. лева. По-голямата част от средствата – 333 млн. лева, ще бъдат отпуснати от ЕС чрез Инструмента за възстановяване и устойчивост.

За новата инфраструктура в инвестиционната програма на българския преносен газов оператор „Булгартрансгаз“ са предвидени 43 млн. лв. Планът е бъдещите газопроводи, достъпни за всички потребители в района, да транспортират природен газ от интерконектора Гърция – България (IGB).

Вече са факт и пилотни проекти у нас за внедряване на водородните технологии. ТЕЦ „Бобов дол“ се надява да замени горивната си база от въглища на природен газ, а впоследствие и с водород. Ръководството на дружеството вижда в този проект най-добрият вариант за продължаване експлоатацията на централата.

Подготвят се и проекти, които предвиждат изграждане на големи фотоволтаични паркове, хранящи електролизатори за производство на водород, но те все още са в ранен стадий на развитие.

Всички тези мерки и планове за трансформация на въглищните централи у нас ще решат и социалните въпроси за запазване на работните места на заетите хора във фосилната индустрия.



# ВОДОРОДЪТ – НОВИЯТ ЕНЕРГИЕН И СУРОВИНЕН РЕСУРС

Статия на проф. Венко Н. Бешков - БАН

## УВОД

Известно е, че водородът е най-разпространеният химичен елемент във Вселената. Той е в състава на водната молекула и като такъв е извънредно широко разпространен по земната повърхност и в атмосферата. Извън естествената роля, която водородът играе в състава на водата и органичните вещества за живота на Земята, той има много важно значение за енергийния обмен. От една страна това се дължи на ниската му специфична маса, най-ниската от всички химични елементи и от всички известни горива. Поради тази причина неговото енергийно съдържание за единица маса е най-високо от всички останали известни горива, газообразни течни и твърди. Заедно с това голямо негово предимство е фактът, че като гориво той не отделя отпадъци, а продуктът на горенето му е вода, която е суровина за неговото добиване.

Освен това, водородът се прилага в различни химични производства.

От гледна точка на ролята му в енергетиката като алтернативно гориво и на използването му като суровина в индустрията си струва да разгледаме неговите предимства и недостатъци в тези насоки.

А неговите недостатъци са следните.

- Водородът е силно взривоопасен, което затруднява използването му като гориво в транспорта.

- Водородът взаимодейства с металите, като ги прави крехки и ненадеждни за съхранение и транспортиране на големи разстояния.
- Заедно с това той има свойството да прониква, макар и частично през твърди прегради, което го прави опасен за практическа употреба и до материални загуби при складирането му.
- Традиционният метод за добиването на водород е разлагането на водата чрез електролиза. При нея разходът на енергия е по-голям от добитата енергия на водорода за единица маса. За добива на 1 кг водород чрез електролиза се изразходват 187-223 MJ, а енергийното съдържание на водорода е 141 MJ/kg.

## ВОДОРОДЪТ В ХИМИЧНАТА ПРОМИШЛЕНОСТ

Най-разпространеното приложение на водорода в химичната промишленост е в производството на амоняк и на азотни торове. Промислената синтеза на амоняка се извършва по метода на Хабер-Бош при каталитично взаимодействие на азот и водород при високи налягания. След това амонякът се окислява до азотна киселина, която при взаимодействие с амоняк дава като азотен тор амониева селитра. Амонякът се използва и за производството на друг азотен тор - карбамидът.

Водородът, необходим за синтезата на амоняк, се добива при каталитичното превръщане на метан в газова смес от въглероден монооксид и водород. След разделянето им водородът се подава за синтеза на амоняк, а въглеродният монооксид се използва като гориво, при което в атмосферата се изхвърля въглероден диоксид.

Съществува и възможност за разлагането на метана до водород и твърд водород, при което атмосферата не се натоварва допълнително с въглероден диоксид. За съжаление обаче всички процеси на конверсия на природния газ до водород са съпроводени с консумация на енергия и косвено отделяне на въглероден диоксид.

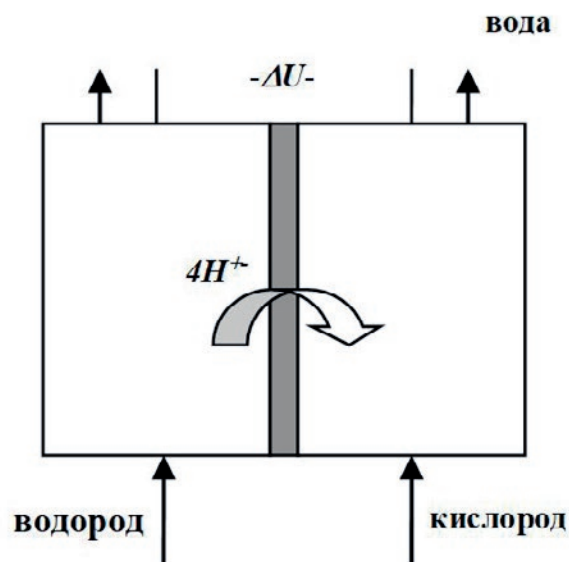
Оттук се вижда, че използването на природен газ (като източник на метан) в случая води до замърсяване на атмосферата с парникови газове и до силна зависимост от цената му. Покачването на цената на природния газ стана причина за закриването на някои от торовите заводи в България.

Други промишлени приложения на водорода са в нефтохимията и органичния синтез, при производството на метанол, при хидрирането на растителни масла и пр. Той се прилага и като охладител за постигане на ниски и свръх-ниски температури.

## ВОДОРОДЪТ В ТРАНСПОРТА

Основното приложение на водорода в енергетиката е като гориво в горивни клетки. Принципът на горивната клетка е показан на **фиг. 1**. При горивните клетки енергията на окислително-редукционната реакция (например окислението на водород с кислород) се превръща в електрическа енергия с висока ефективност и ниски загуби на мощност. В анодното пространство на горивната клетка се подава чист водород, а в катодното - кислород. В резултат на електрохимичната реакция на водородните катиони с кислорода в присъствие на катализатор се генерира електродвижеща сила  $\Delta U$ , която се използва за задвижване на двигатели и захранване на други устройства с електроенергия. Продукт на реакцията са водни пари. Този тип горивни клетки се използват в транспорта (автобуси, леки коли). Коефициентът на полезно действие на горивните клетки се определя от енергията на прилаганата химична реакция и достига 80%.

Известни са опити за използването на горивни клетки във водния транспорт, цивилен и товарен (Royal Dutch Shell; ABB, Швейцария)



**Фигура 1.** Принципна схема на водородна горивна клетка

Друг способ за използването на водорода като гориво в транспорта е неговото пряко изгаряне в двигатели с вътрешно горене. Такива двигатели са разработени от Мазда, БМВ и други производители. При работата на тези двигатели не се отделят въглеродни емисии, фини прахови частици и серни оксиди. Но поради високите работни температури емисиите на азотни оксиди, получавани при контакта на азота с нагорещени метални повърхности, са неизбежни. Коефициентът на полезното действие на този тип двигатели е ограничен според теоремата на Карно и е по-нисък от този при горивните клетки. Приспособяването на традиционните двигатели към водородно гориво поставя изисквания към частите на двигателя (вентили, клапани, движещи се части, електрозахранване и пр).

Наред с предимствата, използването на водорода като гориво в транспорта крие и някои неудобства. На първо място, това е неговата взривоопасност, която може да е фатална при пътно-транспортни произшествия. Правени са опити за складиране на водород с метални сплави под формата на хидриди, които лесно отделят водорода при нагряване. В тази форма водородът е напълно безопасен спрямо удари и огън, но специфичната маса на сплавите е 3-4 пъти по-висока от тази на течните горива. С други думи, транспортирането на обезопасения водород ще консумира голяма част от енергията му, с което ефективността му ще падне значително. Поради тази причина за момента складирането му в цилиндри под високо налягане няма алтернатива.

За широкото приложение на водорода в транспорта трябва да се осигури надеждна

мрежа от зарядни станции, нещо, което вече е реалност в някои страни от Западна Европа и Северна Америка. Сериозен дял от товарния транспорт в САЩ се пада на автомобили, задвижвани с водород. Трябва да се държи сметка и за влиянието на водорода като гориво върху микроклимата в населените места, при обилно отделяне на водни пари и произтичащата повишена влажност.

## ТРАНСПОРТИРАНЕ НА ВОДОРОД

Най-близък за транспортиране на водород изглежда преносът му по тръбопроводи в случай, че той се доставя до много потребители от промишлеността. Съхраняването като втечен водород става в криогенни резервоари при много ниски температури. Съхранението на газообразен водород в големи мащаби се препоръчва в земни кухни (пещери, изоставени мини), откъдето газът се подава в тръбопроводите за транспортиране. Друга възможност е той да се съхранява и транспортира в свързана форма, като метанол или амоняк.

Наред с транспортирането на газообразен водород интерес представлява и транспортът на втечен газ. Японската фирма Kawazaki Heavy Industries, заедно с други компании въвежда в експлоатация кораб, транспортиращ течен водород с маршрут от Кобе, Япония до Австралия, **фиг. 2**.



**Фигура 2.** Корабът „Suiso Frontier“ за транспортиране на 1250 куб.м втечен и свръх-охладен водород. Въведено от Kawazaki Heavy Industries.

<https://newatlas.com/marine/kawasaki-worlds-first-liquid-hydrogen-transport-ship/>

Известни са вече успешни опити за използването на втечен водород във водния транспорт.

Има данни за практическо приложение на втечен водород за транспорт на малки разстояния в Белгия.

## ВОДОРОДЪТ В ЕНЕРГЕТИКАТА

Водородът като гориво в енергетиката е привлекателен с отсъствието на парникови емисии, серни оксиди и фини прахови частици. Обаче не бива да забравят косвените емисии от парникови газове при производството му, както от природен газ, така и при електролиза. Установено е, че за добиването на 1 тон добит водород се отделят около 30 тона въглероден диоксид. Този отрицателен баланс на вложената електроенергия и добитата енергия на водорода и свързаните с него парникови емисии се преодолява чрез използването на електроенергия, получена от възобновяеми източници (вятър, водна сила, слънчева енергия).

Друга възможност предлага разлагането на водата в т. нар. микробни електролизни клетки. В присъствие на определени микроорганизми разложителният потенциал на водата значително се понижава (от 1,23 до 0,6 волта) и добиването на водород става при по-нисък разход на външна енергия.

Трета възможност предлагат фотокаталитичните микробни процеси, катализирани от пряка външна светлина. Засега обаче добивите са твърде ниски, а технологичните параметри недостатъчно изяснени.

Все пак, водородът си пробива път в енергетиката, не само чрез горивните клетки, но и като добавка към метана, инжектиран директно в газопроводите за природен газ. По този начин се намалява товарът от парникови емисии при използването на природен газ като гориво.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Направеният кратък преглед показва, че практическата употреба на водорода като източник на енергия и суровина за индустрията е напълно актуална. Сериозно се говори за водородна енергетика. Проблемите, които трябва да се решават при неговото получаване, са свързани с повишаване на ефективността на производството му и използването на енергийни източници, незамърсяващи околната среда с парникови емисии.



## ПРОЕКТИ ЗА ГЕОТЕРМАЛНА ЕНЕРГИЯ В ОБЩЕСТВЕНИ СГРАДИ ЩЕ ОПТИМИЗИРАТ ЕНЕРГИЙНОТО ПОТРЕБЛЕНИЕ И ЩЕ СЪЗДАВАТ НОВИ РАБОТНИ МЕСТА

В началото на месец март 2021 година енергийното министерство обяви процедура за набиране на проектни предложения за използване на геотермална енергия за отопление и охлаждане в публични сгради. 3,4 млн. евро, осигурени от финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство и Норвежкия финансов механизъм, са насочени към общинските администрации и държавните институции. Безвъзмездната помощ между 200 и 400 хил. евро покрива изцяло разходите за реализация на проектите. Крайният срок за кандидатстване е 10 септември 2021 г.

Целта на инициативата е да се намали енергийното потребление и заедно със създаването на условия за нови работни места и икономически растеж, да се подобри сигурността на енергийните доставки и опазването на околната среда.

За периода 2014 - 2021 г. са осигурени общо 2,8 млрд. евро. Средствата са насочени към приоритетите за зелена, конкурентоспособна и приобщаваща Европа.

България има достъп до 210,1 млн. евро, разпределени в 10 програми, между които и програмата „Възобновяема енергия, енергийна ефективност и енергийна сигурност“.

По програмата могат да кандидатстват проектни предложения за ефективно използване на хидроенергийния потенциал; оползотворяване на геотермалната енергия за отопление или охлаждане, както и за промишлени цели; рехабилитация и модернизация на общинска инфраструктура; подобряване на енергийната ефективност в обществените сгради; обучения по енергиен мениджмънт и други.

## „ЕНЕРГИЙНИТЕ“ ГРАЖДАНИ - НОВАТА ДВИЖЕЩА СИЛА НА ЕНЕРГИЙНАТА ТРАНСФОРМАЦИЯ

Възобновяемата енергия за собствени нужди отдавна заема централна част в приоритетите на ЕС. Тя има голям потенциал да намали сметките за електроенергия, да ограничи енергийната бедност и дори да допринесе за намаляване на неравенството в доходите.

До средата на 2021 г. се очаква да влезе в сила новата европейската директива за насърчаване производството и съхранението от европейските граждани на енергия от възобновяеми източници за собствени нужди и възможността да я продават в мрежата. Предвижда се и осигуряване на европейските граждани на възможност да участват в енергийни кооперативи за възобновяема енергия без да губят правата си на крайни потребители. Самостоятелно или в сдружения „енергийните“ граждани ще бъдат новата движеща сила на енергийната трансформация.

Производството и съхранението на възобновяема енергия за собствени нужди като средство за увеличаване дела на ВЕИ в крайното енергийно потребление намира място и в обновения вариант на българския план за

възстановяване и устойчивост. Заложена е пилотна схема за подпомагане на малките и средните предприятия за изграждане на нови соларни покриви или ветрогенератори за собствени нужди, и локални съоръжения за съхранение на електрическа енергия.

Ще бъде разработена и програма за финансиране на еднофамилни и многофамилни сгради, които не са свързани към топлопレンосни и газопреносни мрежи. При определени условия ще се подпомага закупуването на термopомпи, фотоволтаични системи за електричество и слънчеви колектори за топла вода.

В перспектива се очаква да се подготви и нарочна нормативната база за стимулиране ролята на домакинствата в енергийния преход. Към момента се работи за облекчаване на процедурите по изграждане на покривни фотоволтаични инсталации за собствени нужди до 30 kW. По думите на експерти към 2030 г. в страната трябва да има над 40 MW мощности в индивидуални ВЕИ-проекти - основно покривни или дворни фотоволтаични инсталации.

# ВЛИЯНИЕ НА ВЕИ ВЪРХУ СИСТЕМНАТА АДЕКВАТНОСТ НА БЪЛГАРИЯ

Статия на проф. д-р инж. Валентин Колев, гл.ас. д-р инж. Ива Драганова - Златева

## ВЪВЕДЕНИЕ

В изпълнение на целите за преминаване към нисковъглеродна, сигурна и конкурентоспособна икономика в края на 2018 г. Европейският парламент прие нови цели за използване на възобновяеми източници на енергия и енергийна ефективност. До 2030 г. енергийната ефективност на Европейския съюз (ЕС) трябва да се подобри поне до 32,5%, докато делът на енергията от възобновяеми източници (ВИ) трябва да е най-малко 32% от крайното енергийно потребление на ЕС. Възобновяеми енергийни източници са водната енергия, вятърната енергия, слънчевата фотоволтаична енергия, слънчевата топлинна енергия, геотермалната енергия, твърдите биогорива, дървените въглища, биогазовете, сметищните възобновяеми отпадъци, течните биогорива и топлината от околната среда. За изпълнението на целите и управлението на Енергийния съюз държавите - членки на ЕС, разработват 10-годишен план за „интеграция на националната енергия и климат“ с национални цели, принос, политики и мерки. В проекта за „Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“ за периода до 2030 г. [1] са определени политиките и мерките за производството и потреблението на енергия от възобновяеми източници и са заложили следните цели: делът на възобновяемата енергия (ВЕ) в брутното крайно потребление на енергия да достигне 16% през 2021 г., а към 2030 г. - 25%.

През последните години се наблюдава значителен ръст на възобновяемата енергия в България. Първичното производство на възобновяема енергия през 2017 г. е 1 938 хил. тона нефтен еквивалент (т.н.е.), като количеството се е увеличило общо с 90,1%, или 1,9 пъти спрямо 2007 година. Това представлява средно увеличение със 7,1% на година. Производството на първична енергия от възобновяеми източници в страната изпреварва общия темп на растеж в ЕС-28. През 2017 г. държавите членки са увеличили производството с 65,6% спрямо 2007 г., или средногодишно с 5,2%.

В контекста на поетите ангажименти на европейско ниво [2] за намаляване на емисиите на въглероден диоксид (CO<sub>2</sub>), едновременно с модернизацията на икономиката, създаване на нови работни места и стопански растеж за всички европейски граждани, следва да се обърне специално внимание на приноса на ВЕИ по отношение на тези цели. Темата за устойчива, по-конкурентна, по-модерна и почиста енергийна система е особено актуална, имайки предвид рамковата политика на Европейския съюз в областта на енергетиката и климата и по-специално по отношение на енергията от възобновяеми източници.

Делът на възобновяемата енергия в брутното крайно потребление на енергия е ключов показател за измерване на постигнатите цели за напредъка по стратегията „Европа 2020“ за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж и оценка на целите в Директива 2009/28/ЕО

относно насърчаването на използването на енергия от ВЕИ. Статистическите данни сочат, че още през 2012 г. страната вече е достигнала и дори надминала поставената цел за 2020 г. - 16% дял на възобновяемата енергия в brutното крайно потребление на енергия. През 2017 г. дялът на възобновяемата енергия достига 18,7%. По този начин България е сред 11-те държави - членки на ЕС, които вече са постигнали дял, съответстващ на целта им за 2020 г. (след Швеция, Финландия, Дания, Естония, Хърватия, Литва и Румъния).

**Делът на електроенергията, произведена от възобновяеми източници** в страната през 2007 г., съставлява около 9,4% от brutното крайно потребление на електроенергия, а през 2017 г. достига 19,1%. В същия времеви период средният дял в ЕС-28 нараства от 16,1% до 30,8%, като с най-голям принос през 2017 г. е водната нормализирана енергия (34,6%), следвана от вятърната нормализирана енергия (34,4%) и слънчевата енергия (11,8%).

В **Таблица 1** са показани данните от производството и потреблението на ел. енергия (ЕЕ) за 2018 до 2020 г.

**Таблица 1.**

| <i>Производство на ЕЕ</i> | Общо за 2018 г. | % от общото производство | Общо за 2019 г. | % от общото производство | Общо за 2020 г. | % от общото производство |
|---------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|
|                           | TWh             | %                        | TWh             | %                        | TWh             | %                        |
| АЕЦ                       | 16,129          | 33,48%                   | 16,559          | 36,59%                   | 16,628          | 39,74%                   |
| ТЕЦ                       | 18,620          | 38,65%                   | 17,445          | 38,55%                   | 13,717          | 32,78%                   |
| Инд. ТЕЦ                  | 1,198           | 2,49%                    | 1,175           | 2,60%                    | 1,226           | 2,93%                    |
| ВЕКП                      | 2,420           | 5,02%                    | 2,560           | 5,66%                    | 2,531           | 6,05%                    |
| ВЕЦ                       | 5,313           | 11,03%                   | 3,354           | 7,41%                    | 3,388           | 8,10%                    |
| Малки ВЕЦ                 | 1,644           | 3,41%                    | 1,131           | 2,50%                    | 1,107           | 2,65%                    |
| ФтЕЦ                      | 1,240           | 2,57%                    | 1,404           | 3,10%                    | 1,467           | 3,51%                    |
| ВяЕЦ                      | 1,315           | 2,73%                    | 1,315           | 2,91%                    | 1,464           | 3,50%                    |
| Биомаса                   | 0,295           | 0,61%                    | 0,308           | 0,68%                    | 0,313           | 0,75%                    |
| <b>Генерация</b>          | <b>48,175</b>   | <b>100,00%</b>           | <b>45,252</b>   | <b>100,00%</b>           | <b>41,840</b>   | <b>100,00%</b>           |
| <b>ВЕИ</b>                | <b>6,914</b>    | <b>14,35%</b>            | <b>6,718</b>    | <b>14,85%</b>            | <b>6,881</b>    | <b>16,45%</b>            |
| <b>Потребление</b>        | <b>38,271</b>   | <b>79,44%</b>            | <b>37,628</b>   | <b>83,15%</b>            | <b>36,576</b>   | <b>87,42%</b>            |
| <b>Износ</b>              | <b>9,903</b>    | <b>20,56%</b>            | <b>7,624</b>    | <b>16,85%</b>            | <b>5,264</b>    | <b>12,58%</b>            |
| <b>ПАВЕЦ</b>              | <b>0,720</b>    | <b>1,88%</b>             | <b>0,649</b>    | <b>1,73%</b>             | <b>0,415</b>    | <b>1,13%</b>             |

От показаните данни в **Таблица 1**, могат да бъдат направени следните изводи:

- Наблюдава се спад в производството на ЕЕ от 48 до 42 TWh, което основно е свързано с намаленото производство от ТЕЦ;
- Потреблението спада с незначителни темпове, като за 2020 г. е с 1,0 TWh, което може да се обясни с пандемията от COVID-19;
- През 2018 г. е на лице по-голямо производство от големите ВЕЦ на НЕК ЕАД;
- Производството от ФтЕЦ постепенно нараства заедно с инсталирането на допълнителни мощности и достига от 1,24 до 1,46 TWh;

- За последните 3 г. производството от ВЕИ запазва стойности от 6,8÷6,9 TWh;
- Рязък спад на производството на ЕЕ от ТЕЦ се забелязва през последната 2020 г. с около 4 TWh спрямо предходната 2019 г.;
- Износът на ЕЕ за последните 3 г. спада с по 2 TWh/год. Това може да бъде обяснено с увеличените разходи за CO<sub>2</sub>, както и с пандемията от COVID-19.

В **Таблица 2** е показано месечното и общото производство на ел. енергия за 2020 г. по видове генериращи източници, както и годишното производство в %, а на **фиг. 1** – същите данни са показани графично.



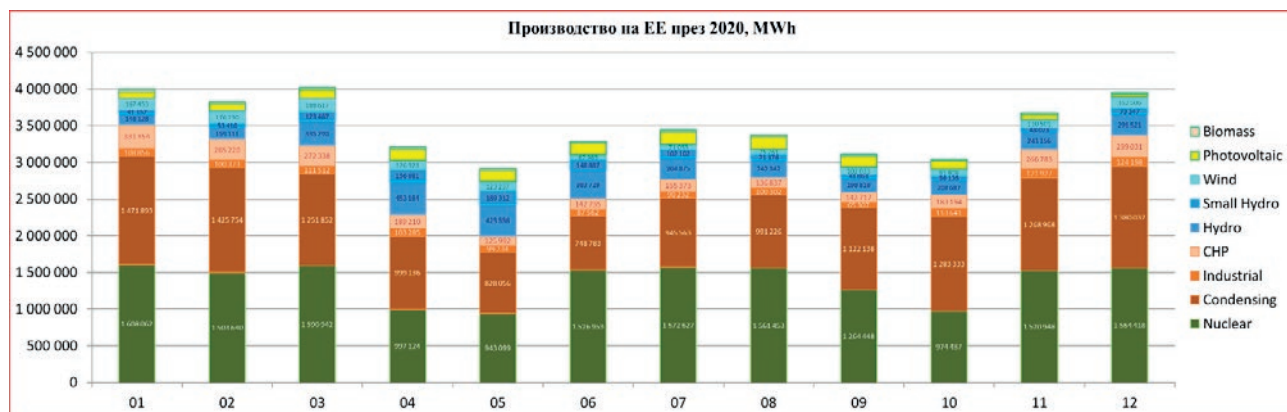
Таблица 2.

| Производство на ЕЕ | 1            | 2            | 3            | 4            | 5            | 6            | 7            | 8            | 9            | 10           | 11           | 12           | Общо за 2020 г. | % от общото производство |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|--------------------------|
|                    | TWh          |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                 | %                        |
| АЕЦ                | 1,608        | 1,504        | 1,591        | 0,997        | 0,943        | 1,527        | 1,573        | 1,561        | 1,264        | 0,974        | 1,521        | 1,564        | <b>16,628</b>   | 39,74%                   |
| ТЕЦ                | 1,472        | 1,426        | 1,252        | 0,999        | 0,828        | 0,749        | 0,946        | 0,991        | 1,122        | 1,283        | 1,269        | 1,380        | <b>13,717</b>   | 32,78%                   |
| Инд. ТЕЦ           | 0,109        | 0,100        | 0,112        | 0,103        | 0,099        | 0,088        | 0,090        | 0,100        | 0,065        | 0,114        | 0,122        | 0,124        | <b>1,226</b>    | 2,93%                    |
| ВЕКП               | 0,331        | 0,285        | 0,272        | 0,189        | 0,126        | 0,143        | 0,155        | 0,137        | 0,143        | 0,183        | 0,267        | 0,299        | <b>2,531</b>    | 6,05%                    |
| ВЕЦ                | 0,148        | 0,159        | 0,336        | 0,453        | 0,426        | 0,384        | 0,305        | 0,242        | 0,199        | 0,204        | 0,241        | 0,292        | <b>3,388</b>    | 8,10%                    |
| Малки ВЕЦ          | 0,041        | 0,053        | 0,123        | 0,157        | 0,189        | 0,149        | 0,102        | 0,071        | 0,041        | 0,058        | 0,048        | 0,073        | <b>1,107</b>    | 2,65%                    |
| ФТЕЦ               | 0,084        | 0,094        | 0,115        | 0,155        | 0,151        | 0,154        | 0,177        | 0,167        | 0,150        | 0,109        | 0,076        | 0,035        | <b>1,467</b>    | 3,51%                    |
| ВяЕЦ               | 0,167        | 0,176        | 0,189        | 0,127        | 0,123        | 0,068        | 0,071        | 0,075        | 0,102        | 0,092        | 0,111        | 0,163        | <b>1,464</b>    | 3,50%                    |
| Биомаса            | 0,030        | 0,028        | 0,029        | 0,028        | 0,028        | 0,026        | 0,023        | 0,024        | 0,023        | 0,025        | 0,021        | 0,028        | <b>0,313</b>    | 0,75%                    |
| <b>Общо</b>        | <b>3,991</b> | <b>3,825</b> | <b>4,018</b> | <b>3,209</b> | <b>2,913</b> | <b>3,288</b> | <b>3,442</b> | <b>3,369</b> | <b>3,109</b> | <b>3,042</b> | <b>3,676</b> | <b>3,958</b> | <b>41,840</b>   | <b>100,00%</b>           |

Данните в тази таблица показват енергийния баланс на генериращите източници за 2020 г. и могат да се направят следните изводи:

- Конвенционалните (базови) генериращи източници заедно с големите ВЕЦ на НЕК произвеждат сумарно 83,55% (35 TWh) от потребената ел. енергия;
- От 2-та блока на АЕЦ „Козлодуй“ традиционно се произвеждат около 16 TWh;

- Забелязва се спад на производството от ТЕЦ от 18,6 TWh на 13,7 TWh. Този спад се обяснява с намалено търсене на ЕЕ за износ в резултат на повишените разходи за емисии на CO<sub>2</sub>;
- Останалите 16,45% (6,84 TWh) се произвеждат от ВЕИ;
- ВяЕЦ и ФТЕЦ произвеждат по около 1,5 TWh, общо 3 TWh.



Фигура 1.

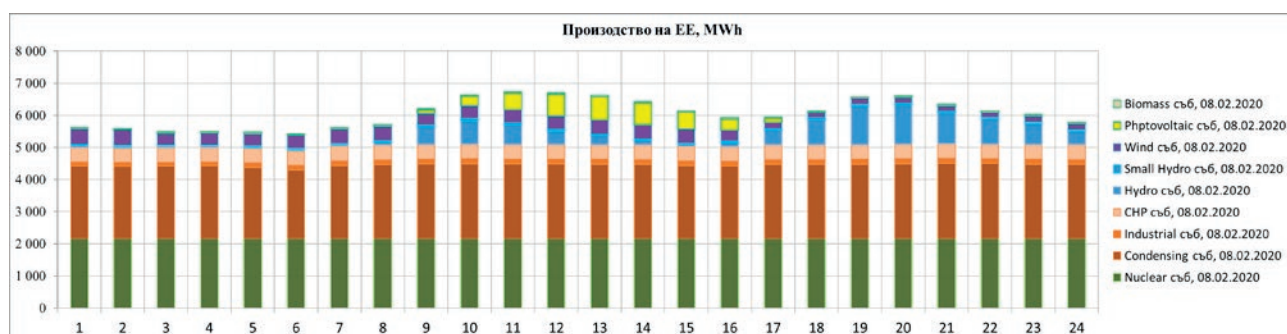
Анализът на тези данни показва, че възобновяемите генериращи източници имат несъществено влияние върху годишния електроенергиен баланс на страната. Като се има предвид обаче, че инсталираната мощност на ФТЕЦ е около 1 080 MWp, а на ВяЕЦ – 700 MW се очаква същите да имат силно влияние върху мощностния баланс.

За да се анализира влиянието на ВЕИ върху мощностния баланс трябва да се изследва

максималният (максималния товар за 2020 г.) и минималният (минималния товар за 2020 г.) режими. В Таблица 3 е показан мощностният баланс на електроенергийната система за деня, в който е реализирана максимална генерация за 2020 г. (6 730 MW) – 08.02.2020 г., а на фиг. 2 – същите данни в графичен вид.

Таблица 3.

| Производство на ЕЕ | 1           | 2           | 3           | 4           | 5           | 6           | 7           | 8           | 9           | 10          | 11          | 12          | 13          | 14          | 15          | 16          | 17          | 18          | 19          | 20          | 21          | 22          | 23          | 24          | Общо за 08.2.20 г. | % от общото производство |        |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|--------------------------|--------|
|                    | GWh         |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |                    | %                        |        |
| АЕЦ                | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16        | 2,16               | 51,835                   | 35,68% |
| ТЕЦ                | 2,27        | 2,26        | 2,26        | 2,28        | 2,22        | 2,13        | 2,28        | 2,31        | 2,32        | 2,33        | 2,32        | 2,32        | 2,32        | 2,31        | 2,28        | 2,26        | 2,31        | 2,31        | 2,32        | 2,33        | 2,34        | 2,34        | 2,32        | 2,32        | 55,056             | 37,89%                   |        |
| Инд. ТЕЦ           | 0,13        | 0,12        | 0,12        | 0,12        | 0,14        | 0,15        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 0,16        | 3,640              | 2,51%                    |        |
| ВЕКП               | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,44        | 0,44        | 0,45        | 0,45        | 0,44        | 0,44        | 0,44        | 0,44        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 0,45        | 10,755             | 7,40%                    |        |
| ВЕЦ                | 0,06        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,10        | 0,55        | 0,73        | 0,61        | 0,43        | 0,29        | 0,14        | 0,06        | 0,13        | 0,47        | 0,79        | 1,21        | 1,21        | 0,96        | 0,79        | 0,66        | 0,43        | 9,850              | 6,78%                    |        |
| Малки ВЕЦ          | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,06        | 0,08        | 0,08        | 0,06        | 0,05        | 0,05        | 0,04        | 0,05        | 0,06        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,06        | 0,05        | 0,04        | 0,04        | 1,269              | 0,87%                    |        |
| ФТГЦ               | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,01        | 0,10        | 0,30        | 0,51        | 0,67        | 0,72        | 0,68        | 0,53        | 0,35        | 0,12        | 0,01        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 3,997              | 2,75%                    |        |
| ВяГЦ               | 0,47        | 0,48        | 0,36        | 0,37        | 0,38        | 0,40        | 0,44        | 0,44        | 0,37        | 0,39        | 0,39        | 0,41        | 0,43        | 0,43        | 0,33        | 0,18        | 0,14        | 0,17        | 0,17        | 0,15        | 0,14        | 0,19        | 0,19        | 7,867       | 5,42%              |                          |        |
| Биомаса            | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 1,021              | 0,70%                    |        |
| <b>Генерация</b>   | <b>5,62</b> | <b>5,59</b> | <b>5,48</b> | <b>5,49</b> | <b>5,47</b> | <b>5,42</b> | <b>5,61</b> | <b>5,70</b> | <b>6,21</b> | <b>6,64</b> | <b>6,73</b> | <b>6,70</b> | <b>6,62</b> | <b>6,42</b> | <b>6,14</b> | <b>5,93</b> | <b>5,95</b> | <b>6,13</b> | <b>6,57</b> | <b>6,60</b> | <b>6,34</b> | <b>6,13</b> | <b>6,02</b> | <b>5,78</b> | <b>145,289</b>     | <b>100,00%</b>           |        |
| <b>Товар</b>       | <b>4,52</b> | <b>4,31</b> | <b>4,19</b> | <b>4,16</b> | <b>4,20</b> | <b>4,33</b> | <b>4,72</b> | <b>5,18</b> | <b>5,60</b> | <b>5,87</b> | <b>5,90</b> | <b>5,89</b> | <b>5,78</b> | <b>5,72</b> | <b>5,69</b> | <b>5,70</b> | <b>5,78</b> | <b>5,93</b> | <b>6,29</b> | <b>6,29</b> | <b>6,02</b> | <b>5,75</b> | <b>5,53</b> | <b>5,18</b> | <b>128,524</b>     | <b>88,46%</b>            |        |
| <b>ПАВЕЦ</b>       | <b>0,08</b> | <b>0,20</b> | <b>0,23</b> | <b>0,26</b> | <b>0,20</b> | <b>0,20</b> | <b>0,17</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>1,327</b>       | <b>1,03%</b>             |        |



Фигура 2.

По-внимателният анализ на режима в деня на максималния товар на системата показва следното:

- Генерацията от АЕЦ е постоянна с мощност 2 160 MW;
- Сумарната генерирана мощност от всички ТЕЦ (в кафяво на **фиг. 2**) се изменя от 1 800 до 2 340 MW в диапазон от 500 MW;
- Генерираната мощност от всички големи ВЕЦ на НЕК ЕАД се променя от 40 до 870 MW в 19 ч. Обикновено в този час е дневният връх на потреблението;
- В сутрешните часове се включват ПАВЕЦ в помпен режим с потребление до 260 kW;
- Генерираната мощност от ВяЕЦ е относително постоянна и се изменя в диапазона 450 ÷ 540 MW;
- Генерираната мощност от ФТЕЦ се изменя от 0 до 660 MW.

- Тези констатации дават основание да се направят следните изводи:

- За осигуряване на системната адекватност е необходимо наличието на регулиращи мощности с диапазон общо над 1 300 MW, които могат да бъдат осигурени от диапазона на регулиране на участващите кондензационни блокове и големите ВЕЦ на НЕК ЕАД;

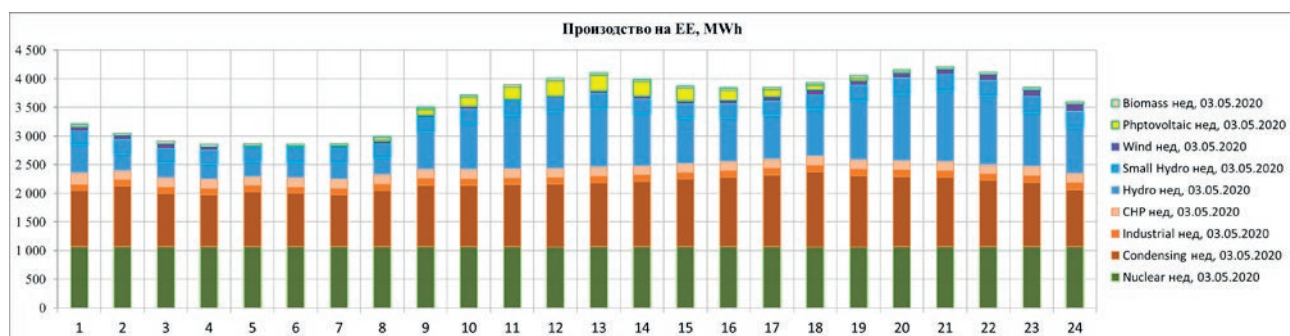
Необходимо е да се отбележи, че при всички режими трябва да бъде осигурена разполагаемост за първично регулиране в размер от 45÷50 MW и вторично регулиране в размер от 150÷200 MW, които също могат да бъдат осигурени само от участващите кондензационни блокове и големите ВЕЦ на НЕК ЕАД.

В **Таблица 4** и на **фиг. 3** са показани данните от мощностния баланс в деня с минимална генерация от производствените мощности.



Таблица 4.

| Производство на ЕЕ | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | Общо за 03.5.20 г. | % от общото производство |        |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------|--------------------------|--------|
|                    | GWh  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |                    |                          | %      |
| АЕЦ                | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07               | 25,645                   |        |
| ТЕЦ                | 0,98 | 1,06 | 0,93 | 0,91 | 0,96 | 0,93 | 0,91 | 0,98 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,09 | 1,10 | 1,12 | 1,14 | 1,18 | 1,21 | 1,25 | 1,31 | 1,24 | 1,23 | 1,21 | 1,16 | 1,13 | 1,00               | 26,186                   | 30,34% |
| Инд. ТЕЦ           | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,12 | 2,640              | 3,06%                    |        |
| ВЕКП               | 0,21 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,17 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 4,033              | 4,67%                    |        |
| ВЕЦ                | 0,49 | 0,29 | 0,26 | 0,26 | 0,26 | 0,27 | 0,28 | 0,30 | 0,65 | 0,79 | 0,93 | 0,98 | 1,01 | 0,91 | 0,78 | 0,75 | 0,76 | 0,81 | 1,02 | 1,16 | 1,23 | 1,19 | 0,94 | 0,80 | 17,127             | 19,84%                   |        |
| Малки ВЕЦ          | 0,24 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,26 | 0,27 | 0,25 | 0,26 | 0,26 | 0,25 | 0,26 | 0,26 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 6,302              | 7,30%                    |        |
| ФТГЦ               | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,09 | 0,16 | 0,22 | 0,27 | 0,28 | 0,26 | 0,22 | 0,18 | 0,13 | 0,09 | 0,05 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,999              | 2,32%                    |        |
| ВяГЦ               | 0,07 | 0,07 | 0,09 | 0,05 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,03 | 0,02 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 | 0,10 | 0,11 | 0,12 | 1,423              | 1,65%                    |        |
| Биомаса            | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,952              | 1,10%                    |        |
| Генерация          | 3,21 | 3,05 | 2,91 | 2,85 | 2,87 | 2,86 | 2,87 | 2,98 | 3,50 | 3,71 | 3,90 | 4,01 | 4,11 | 3,99 | 3,87 | 3,84 | 3,86 | 3,93 | 4,06 | 4,16 | 4,21 | 4,12 | 3,85 | 3,60 | 86,307             | 100,00%                  |        |
| Товар              | 2,99 | 2,75 | 2,64 | 2,60 | 2,59 | 2,61 | 2,69 | 2,95 | 3,26 | 3,45 | 3,49 | 3,50 | 3,50 | 3,41 | 3,30 | 3,27 | 3,29 | 3,35 | 3,47 | 3,60 | 3,64 | 3,57 | 3,43 | 3,25 | 76,600             | 88,75%                   |        |
| ЦАВЕЦ              | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,156              | 0,20%                    |        |



Фигура 3.

Режимът на ЕЕС в деня с минимален товар има следните характерни особености:

- в този ден участието на ВяЕЦ е пренебрежимо малко;
- в основата на товаровия профил отново е АЕЦ (с 1 блок) и ТЕЦ с диапазон на регулиране от 910 до 1 310 MW (400 MW);
- диапазонът на регулиране на големите ВЕЦ на НЕК ЕАД в този ден е от 260 до 1 230 MW (около 1 000 MW);
- Както се вижда от Таблица 4, в часовете между 4 ч. и 21 ч. сумарната генерация от ТЕЦ

и ВЕЦ на НЕК е съответно между 1 200 MW и 2 450 MW. Това означава, че и в минимален режим необходимата разполагаемост от регулираща мощност е 1 250 MW, както е при максимален.

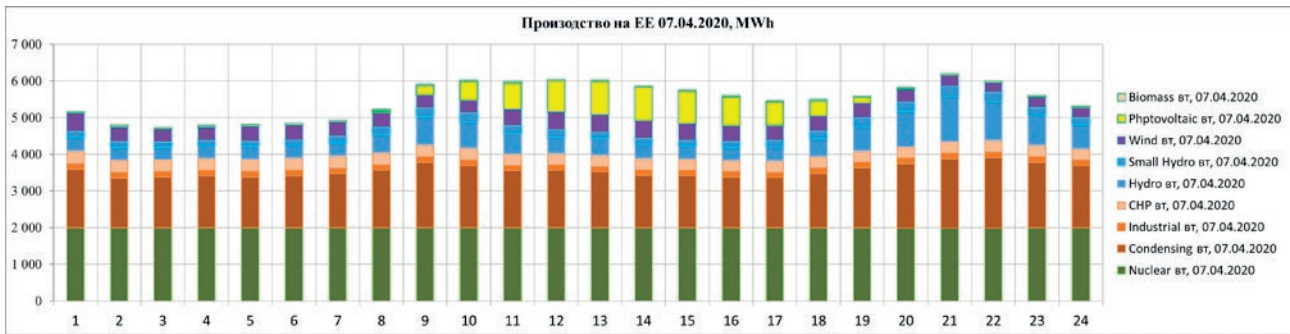
За системната адекватност е важно също така да бъдат разгледани дните с максимално производство на ЕЕ съответно от ФТЕЦ, ВяЕЦ и ТЕЦ.

Максималната отдавана мощност от всички ФТЕЦ се е получила в 14 ч. на 7.4.2020 г. Данните на генериращите източници за този ден от годината са показани в Таблица 5. и на фиг. 4.

Таблица 5.

| Производство на ЕЕ | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24    | Общо за 07.4.20 г. | % от общото производство |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|--------------------|--------------------------|
|                    | GWh  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |       |                    |                          |
| АЕЦ                | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99  | 47,923             | 36,35%                   |
| ТЕЦ                | 1,59 | 1,35 | 1,37 | 1,41 | 1,38 | 1,41 | 1,48 | 1,56 | 1,78 | 1,69 | 1,55 | 1,57 | 1,52 | 1,43 | 1,42 | 1,38 | 1,37 | 1,49 | 1,64 | 1,75 | 1,89 | 1,92 | 1,79 | 1,69  | 37,431             | 28,39%                   |
| Инд. ТЕЦ           | 0,15 | 0,15 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15  | 3,646              | 2,77%                    |
| ВЕКП               | 0,36 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,32 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,32 | 0,32  | 7,716              | 5,85%                    |
| ВЕЦ                | 0,36 | 0,35 | 0,33 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,36 | 0,50 | 0,76 | 0,72 | 0,56 | 0,44 | 0,44 | 0,38 | 0,35 | 0,35 | 0,37 | 0,48 | 0,67 | 0,97 | 1,24 | 1,06 | 0,83 | 0,65  | 13,194             | 10,01%                   |
| Малки ВЕЦ          | 0,17 | 0,16 | 0,14 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,17 | 0,20 | 0,24 | 0,24 | 0,22 | 0,21 | 0,19 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,18 | 0,21 | 0,24 | 0,25 | 0,28 | 0,25 | 0,21 | 0,20  | 4,714              | 3,58%                    |
| ФТГЦ               | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,26 | 0,51 | 0,71 | 0,84 | 0,90 | 0,91 | 0,88 | 0,79 | 0,63 | 0,41 | 0,16 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00  | 7,051              | 5,35%                    |
| ВяГЦ               | 0,49 | 0,41 | 0,34 | 0,36 | 0,40 | 0,41 | 0,39 | 0,39 | 0,34 | 0,34 | 0,44 | 0,48 | 0,47 | 0,45 | 0,42 | 0,41 | 0,41 | 0,38 | 0,33 | 0,29 | 0,26 | 0,27 | 0,26 | 9,227 | 7,00%              |                          |
| Биомаса            | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04  | 0,948              | 0,72%                    |
| Генерация          | 5,16 | 4,79 | 4,72 | 4,79 | 4,81 | 4,84 | 4,92 | 5,22 | 5,90 | 6,02 | 5,98 | 6,04 | 6,02 | 5,86 | 5,75 | 5,60 | 5,46 | 5,49 | 5,58 | 5,82 | 6,19 | 6,00 | 5,60 | 5,31  | 131,850            | 100,00%                  |
| Товар              | 3,94 | 3,67 | 3,52 | 3,44 | 3,43 | 3,46 | 3,48 | 3,67 | 4,15 | 4,56 | 4,81 | 4,92 | 4,92 | 4,78 | 4,58 | 4,53 | 4,61 | 4,73 | 4,88 | 5,01 | 5,02 | 4,77 | 4,56 | 4,27  | 103,700            | 78,65%                   |
| ЦАВЕЦ              | 0,00 | 0,05 | 0,19 | 0,19 | 0,24 | 0,25 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,15 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00  | 1,300              | 1,25%                    |





**Фигура 4.**

Анализът на данните, показани в **Таблица 4** и **фиг. 4**, показва следното:

- генерираната мощност от ВЯЕЦ е в диапазона от 260 до 490 MW;
- максималната отдавана мощност от ФТЕЦ в 14 ч. е 910 MW;
- сумарната отдавана мощност от ТЕЦ е в диапазона 1 350 ÷ 1 920 MW;

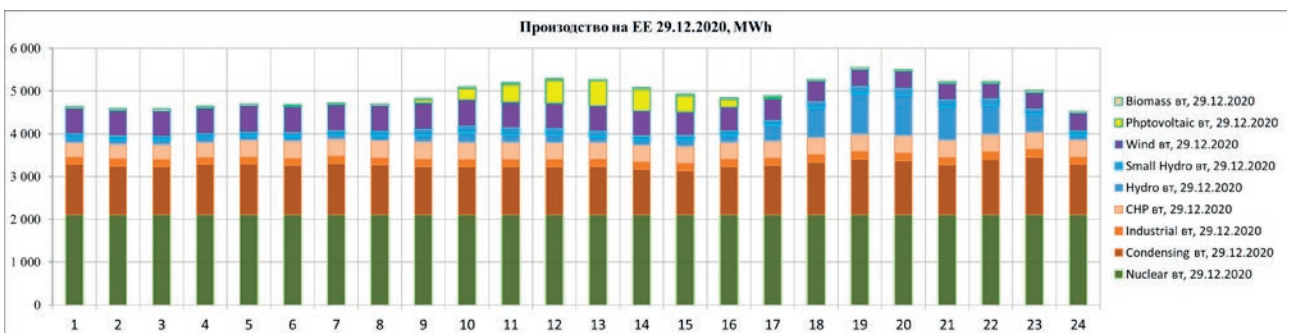
- отдаваната мощност от големите ВЕЦ на НЕК е в диапазона 330 ÷ 1 240 MW;

- необходимата регулираща мощност и в този ден е в размер на 1 400 MW, между 1 700 MW в 3 ч. и 3 130 MW в 21 ч.

Максималната отдавана мощност от всички ВЯЕЦ се е получила в 05 ч. на 29.12.2020 г. Данните на генериращите източници за този ден от годината са показани в **Таблица 6.** и на **фиг. 5.**

**Таблица 6.**

| Производ-<br>ство на ЕЕ | GWh         |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             | Общо за<br>29.12.20 г. | % от<br>общото<br>произво-<br>дство<br>% |              |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------|--|--------------|
|                         | 1           | 2           | 3           | 4           | 5           | 6           | 7           | 8           | 9           | 10          | 11          | 12          | 13          | 14          | 15          | 16          | 17          | 18          | 19          | 20          | 21          | 22          | 23          | 24          |                        |  |              |
| АЕЦ                     | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10        | 2,10                   | 50,460                                   | 42,43%       |
| ТЕЦ                     | 1,18        | 1,15        | 1,13        | 1,18        | 1,19        | 1,16        | 1,20        | 1,17        | 1,13        | 1,13        | 1,13        | 1,13        | 1,13        | 1,07        | 1,03        | 1,13        | 1,16        | 1,24        | 1,31        | 1,27        | 1,17        | 1,30        | 1,36        | 1,18        | 28,257                 | 23,76%                                   |              |
| Инд. ТЕЦ                | 0,17        | 0,16        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,17        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18        | 0,18                   | 4,141                                    | 3,48%        |
| ВЕКП                    | 0,34        | 0,34        | 0,34        | 0,36        | 0,39        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,39        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,39        | 0,39        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40        | 0,40                   | 9,357                                    | 7,87%        |
| ВЕЦ                     | 0,11        | 0,10        | 0,11        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,11        | 0,15        | 0,22        | 0,17        | 0,18        | 0,13        | 0,11        | 0,15        | 0,16        | 0,37        | 0,70        | 0,96        | 0,96        | 0,78        | 0,69        | 0,42        | 0,11        | 7,089                  | 5,96%                                    |              |
| Малки ВЕЦ               | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,09        | 0,10        | 0,10        | 0,11        | 0,15        | 0,16        | 0,17        | 0,15        | 0,13        | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,12        | 0,14        | 0,16        | 0,16        | 0,17        | 0,15        | 0,12        | 0,10        | 2,995                  | 2,52%                                    |              |
| ФТЕЦ                    | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,06        | 0,26        | 0,43        | 0,55        | 0,58        | 0,50        | 0,38        | 0,18        | 0,03        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 2,974                  | 2,50%                                    |              |
| ВЯЕЦ                    | 0,58        | 0,59        | 0,59        | 0,60        | 0,61        | 0,60        | 0,60        | 0,59        | 0,60        | 0,61        | 0,58        | 0,58        | 0,59        | 0,58        | 0,54        | 0,54        | 0,49        | 0,47        | 0,40        | 0,39        | 0,37        | 0,36        | 0,39        | 0,41        | 12,688                 | 10,67%                                   |              |
| Биомаса                 | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,04        | 0,958                  | 0,81%                                    |              |
| <b>Генерация</b>        | <b>4,63</b> | <b>4,59</b> | <b>4,58</b> | <b>4,64</b> | <b>4,70</b> | <b>4,67</b> | <b>4,72</b> | <b>4,70</b> | <b>4,82</b> | <b>5,10</b> | <b>5,20</b> | <b>5,30</b> | <b>5,27</b> | <b>5,08</b> | <b>4,92</b> | <b>4,84</b> | <b>4,89</b> | <b>5,27</b> | <b>5,55</b> | <b>5,50</b> | <b>5,21</b> | <b>5,22</b> | <b>5,01</b> | <b>4,52</b> | <b>118,919</b>         | <b>100,00%</b>                           |              |
| <b>Товар</b>            | <b>3,78</b> | <b>3,56</b> | <b>3,42</b> | <b>3,36</b> | <b>3,37</b> | <b>3,42</b> | <b>3,52</b> | <b>3,71</b> | <b>4,11</b> | <b>4,52</b> | <b>4,75</b> | <b>4,88</b> | <b>4,87</b> | <b>4,75</b> | <b>4,65</b> | <b>4,65</b> | <b>4,80</b> | <b>5,09</b> | <b>5,12</b> | <b>4,97</b> | <b>4,72</b> | <b>4,47</b> | <b>4,38</b> | <b>4,13</b> | <b>102,992</b>         | <b>86,61%</b>                            |              |
| <b>ПАВЕЦ</b>            | <b>0,24</b> | <b>0,43</b> | <b>0,56</b> | <b>0,63</b> | <b>0,63</b> | <b>0,64</b> | <b>0,59</b> | <b>0,40</b> | <b>0,05</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,16</b> | <b>0,19</b> | <b>0,10</b> | <b>0,01</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,00</b> | <b>0,06</b>            | <b>4,673</b>                             | <b>4,54%</b> |



**Фигура 5.**

От показаните данни в **Таблица 6** и на **фиг. 5** могат да се направят следните изводи:

- в 5 ч. е регистрирано максимално производство от ВЯЕЦ 613,3 MW;
- производството от ТЕЦ е относително постоянно и е между 1 130 и 1 310 MW;
- в сутрешните часове използваемостта на ПАВЕЦ в помпен режим достига до 630 MW;

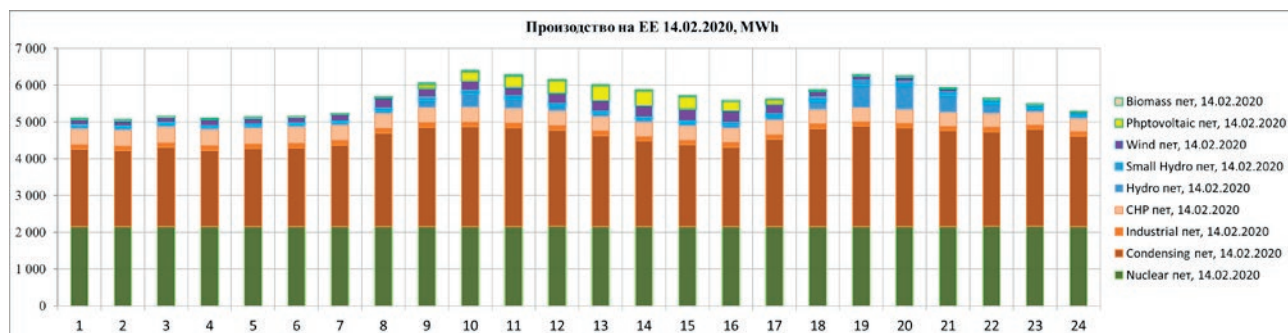
- големите ВЕЦ на НЕК ЕАД работят в диапазона 110 ÷ 960 MW;

- сумарната регулираща мощност е около 1 000 MW.

В **Таблица 7** и на **фиг. 6** са систематизирани данните от дневното производство в деня с най-голямо производство от ТЕЦ.

Таблица 7.

| Производство на ЕЕ | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | Общо за 14.2.20 г. | % от общото производство |        |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------|--------------------------|--------|
|                    | GWh  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |                    | %                        |        |
| АЕЦ                | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16 | 2,16               | 51,815                   | 38,06% |
| ТЕЦ                | 2,10 | 2,06 | 2,15 | 2,07 | 2,11 | 2,14 | 2,21 | 2,54 | 2,69 | 2,71 | 2,69 | 2,62 | 2,47 | 2,32 | 2,22 | 2,16 | 2,37 | 2,66 | 2,72 | 2,68 | 2,60 | 2,57 | 2,63 | 2,45 | 57,965             | 42,58%                   |        |
| Инд. ТЕЦ           | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 3,091              | 2,27%                    |        |
| ВЕКП               | 0,43 | 0,43 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,42 | 0,41 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,36 | 0,36 | 9,600              | 7,05%                    |        |
| ВЕЦ                | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,08 | 0,19 | 0,36 | 0,25 | 0,13 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 | 0,10 | 0,22 | 0,62 | 0,65 | 0,47 | 0,27 | 0,09 | 0,07 | 4,247              | 3,12%                    |        |
| Малки ВЕЦ          | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,07 | 0,11 | 0,12 | 0,11 | 0,08 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,12 | 0,12 | 0,11 | 0,09 | 0,07 | 0,06 | 0,05 | 1,862              | 1,37%                    |        |
| ФтЕЦ               | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,11 | 0,26 | 0,31 | 0,36 | 0,40 | 0,41 | 0,33 | 0,24 | 0,11 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,564              | 1,88%                    |        |
| ВяЕЦ               | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,15 | 0,14 | 0,13 | 0,16 | 0,25 | 0,22 | 0,23 | 0,20 | 0,25 | 0,28 | 0,30 | 0,30 | 0,31 | 0,24 | 0,15 | 0,11 | 0,11 | 0,06 | 0,03 | 0,02 | 0,03 | 4,023              | 2,96%                    |        |
| Биомаса            | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,959              | 0,70%                    |        |
| Генерация          | 5,10 | 5,06 | 5,15 | 5,10 | 5,13 | 5,15 | 5,24 | 5,68 | 6,06 | 6,40 | 6,28 | 6,17 | 6,02 | 5,89 | 5,72 | 5,59 | 5,63 | 5,88 | 6,28 | 6,25 | 5,93 | 5,64 | 5,49 | 5,29 | 136,126            | 100,00%                  |        |
| Товар              | 4,55 | 4,37 | 4,27 | 4,22 | 4,24 | 4,42 | 4,90 | 5,42 | 5,76 | 5,81 | 5,62 | 5,50 | 5,35 | 5,24 | 5,14 | 5,13 | 5,21 | 5,42 | 5,95 | 6,04 | 5,79 | 5,55 | 5,31 | 4,89 | 124,097            | 91,16%                   |        |
| ПАВЕЦ              | 0,04 | 0,23 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,26 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,730              | 1,39%                    |        |



Фигура 6.

От представените данни могат да се направят следните изводи:

- максималната генерирана мощност от ТЕЦ за 2020 г. достига 2 720 MW в 19 ч. на 14.02. За отбелязване е, че през 2018 г. този показател е бил 3 470 MW, а през 2019 г. – 3 440 MW;
- в този ден диапазонът на регулиране на ТЕЦ е бил 660 MW, на големите ВЕЦ на НЕК ЕАД – 600 MW, общо 1 260 MW;
- максималната генерирана мощност от ФтЕЦ (410 MW) и ВяЕЦ (300 MW) е общо 700 MW, което е извън дневния и вечерен връх. Това налага намаляване на генерираната мощност от ТЕЦ (до възможния минимум) и ВЕЦ (почти до нула);
- в сутрешните часове използваемостта на ПАВЕЦ в помпен режим достига до 390 MW.

## ОБОБЩЕНИЕ

- В по-голямата част от дните през годината максималната генерирана мощност от ВяЕЦ се реализира в сутрешните часове на денонощието. Обикновено тогава се включват и ПАВЕЦ в помпен режим, което компенсира излишъка на ЕЕ.
- Максималната генерираща мощност от ФтЕЦ се реализира около 13 ч., т.е. 2-3 часа след дневния максимум на товара.

## БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] Януари 2019 г.; <https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/.pdf>.
- [2] Пазарен анализ на електрическата енергия, произвеждана от възобновяеми енергийни източници в България, 2016,
- [3] [https://hidro-energia.org/wp-content/uploads/2017/10/doklad\\_2017.pdf](https://hidro-energia.org/wp-content/uploads/2017/10/doklad_2017.pdf)
- [4] Колев В., И. Драганова-Златева, Развитие на допълнителните услуги като инструмент за балансиране на ЕЕС и функциите на бавното третично регулиране през годините досега Сп. Енергетика 2020, бр. 7.

# ЯДРЕНАТА ЕНЕРГЕТИКА В БОРБАТА С КЛИМАТИЧНИТЕ ПРОМЕНИ

През февруари споразумение между компаниите NuScale Power и АЕЦ „Козлодуй - Нови мощности“ постави началото на проучване на възможностите за изграждане на малки модулни реактори на площадката в АЕЦ „Козлодуй“.

Изпълнителният директор на българската компания Любен Маринов изтъква, че технологията на NuScale Power е един от най-добрите варианти за постигане на целите на европейската и българската политика за либерализиран пазар на електроенергия и подобряване на сигурността на енергийните доставки. Целта на споразумението е да се оцени пригодността на иновативната технология за малки модулни реактори на NuScale към площадката в АЕЦ „Козлодуй“. Споразумението не задължава към бъдещо инвестиционно решение.

По информация на американската компания ще бъдат проведени проучвания и анализи, свързани с възможната реализация на проекта, прогнозна оценка на разходите, инженеринга и всички други необходими дейности за потенциалното въвеждане на технологията в АЕЦ „Козлодуй“.

Меморандумът за разбирателство стана възможен, след като в началото на 2021 година Министерският съвет даде мандат на АЕЦ „Козлодуй“ за преговори с водещи американски компании в областта на ядрените технологии с цел намиране на най-подходящия вариант за диверсифицирано развитие на ядрената енергетика в България през следващите три десетилетия.

Българската страна нееднократно заявява позицията си за ограничаване на емисиите от парникови газове и намаляване на зависимостта от внос на енергийни ресурси, чрез развитие на ядрените технологии. Това намерение е ясно потвърдено и в актуализираната енергийна стратегия на страната и в интегрирания план „Енергетика и климат“. И в двата документа, наред с продължаване на действащите лицензи на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“, е заложено и изграждането на нова ядрена мощност.

Изтъкнати експерти обосновават необходимостта от изграждане на нови ядрени мощности и на двете лицензирани към момента ядрени площадки у нас – в Белене и в Козлодуй.

**Бъдещето принадлежи на малките модулни реактори.** Според специалистите малките модулни реактори са бъдещето на ядрената енергетика и технологията ще подпомогне прехода към безвъглеродна енергия. ММР могат да осигуряват постоянно производство както на топлина, така и на електроенергия, с възможност гъвкаво да регулират мощността си. Тази маневреност помага да се балансират непостоянните доставки на енергия от вятърните и слънчевите паркове, а възможността да произвеждат директно топлина може да спомогне декарбонизацията на някои от най-силно замърсяващите индустрии в света. Стоманодобивната промишленост, производството на цимент, стъкло и химикали и други производства, които се нуждаят от температури над 1000 градуса по Целзий и много често изгарят изкопаеми горива, за да покрият нуждите си, биха могли да се възползват от предимствата на ММР.



# РАЗВИТИЕТО НА ЯДРЕНИТЕ ТЕХНОЛОГИИ В БЪЛГАРИЯ В КОНТЕКСТА НА ЗЕЛЕНАТА СДЕЛКА НА ЕС

статия на Антон Иванов - Български енергиен и минен форум

Развитието на ядрената енергетика е една от горещо обсъжданите теми в контекста на нисковъглеродното бъдеще на света. Редица страни се конкурират при развитието на ядрените технологии, но също и за привличането на нови проекти на тяхна територия, защото това енергийно направление е доказало своята висока надеждност и икономическа ефективност през годините. Има и противопоставяне на плановете за нови ядрени централи, като това най-ясно може да се види в Европейския съюз, където балансът между нуждата от развитието на ядрената енергетика и нейното отричане намери своето изражение в нова терминология - „Do No Significant Harm“ (без нанасяне на значими щети), която ще бъде прилагана както по отношение на проекти с природен газ, така и по отношение на ядрени и големи хидроенергийни проекти.

Независимо от сложната среда, в която работи отрасълът, ядрената енергетика ще продължи да осигурява базова енергия за икономиките по света, като още дълги години ще се разчита на утвърдените технологии от поколение III. Всички прогнози съдържат оценки със запазване на дела на ядрената енергия в енергийния микс на континентално ниво, като в следващите 30 години това ще се дължи основно на удължаване срока на експлоатация на съществуващите блокове и строителство на нови блокове от това поколение.

Същевременно все повече внимание се обръща на развитието на разнообразните технологии за модулни реактори с малка мощност, защото някои от тези технологии

ще поемат щафетата и ще осигурят надеждни енергийни доставки в дългосрочен план.

## КАКВО ПРЕДСТАВЛЯВАТ МАЛКИТЕ МОДУЛНИ РЕАКТОРИ

Малките модулни реактори (ММР) представляват ядрени централи, базирани на енергийни острови с капацитет до 300 МВт електрическа мощност. Често конструкциите им позволяват съвместяване на ядрения реактор и производството на енергиен носител (пара или газ) за задвижване на турбина. Поради своята компактност те са подходящи за модулна реализация, при което голяма част от компонентите се доставят готови на площадката, а общо ядреното съоръжение може да се развива постепенно, като се добавят нови модули.

През 2020 година МААЕ публикува актуален каталог на проектите от този клас (<https://www.iaea.org/newscenter/news/nuclear-power-for-the-future-new-iaea-publication-highlights-status-of-smr-development>). Над 70 проекта са на различна фаза на развитие, като три са в процес на изграждане и експлоатация.

Базовите технологии, които са в основата на проектите за ММР, са познати и често са използвани при изследователски и специализирани приложения. Новите научни решения в областта на материалознанието, производствените процеси и автоматиката, позволяват значително подобряване на характеристиките при новите проекти.

## ПОДХОДИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРОЕКТИ ЗА ММР

Независимо от значителния напредък в последните години, ММР остават нови технологични решения, които имат нужда от доказване. Това обстоятелство предполага два модела за участие в проекти на настоящия етап:

- Изчакване до лицензиране и предлагане на завършен пазарен продукт, или
- Участие във фазата на разработване на пазарен прототип.

У нас до сега подходът е бил ориентиран към прилагане на доказани инженерни практики и модели в областта на ядрената енергетика. Този подход е свързан с необходимостта още в начален етап на проектно развитие задължителната оценка на безопасността да се извърши на основата на резултатите от проведен анализ на безопасността и допълнителни научни изследвания, анализ на натрупания опит от експлоатация, както и на данните за приложени апробирани технологии, проектни решения и инженерни практики. Това означава, че предлаганите за лицензиране ядрени съоръжения следва да са преминали успешно регулаторен преглед в друга страна, както и да има изградени действащи референтни модели.

Участието във фазата на разработване на пазарен прототип на ядрена технология е съществено предизвикателство, но и съдържа възможности за научно и индустриално развитие. Сред предизвикателствата на първо място следва да се посочи необходимостта от изграждане на компетентност успоредно с развитието на проектната инициатива. При това компетентността е необходима в рамките на:

- организацията на оператора на съоръжението: при подготовката на оперативен и поддържащ персонал и при подготовка на оперативна документация;
- поддържащи инженерни организации: при подготовка на водещи инженери и усвояване на нови технологии и софтуерни модели от висок клас;
- научни организации: при усвояване на уникални дисциплини и обучение на технически състав;
- регулаторни органи: при изграждане на капацитет за контрол, инспекция и верифициране на дейности и съоръжения от нов тип.

Формулата за развитие на пилотни проекти се основава на съвместна работа с екипа, носител на специализирано знание и патентни права, местна трансферираща научна или инженерна организация и инвеститор, който впоследствие да управлява експлоатацията на съоръжението.

За съжаление у нас в последните десетилетия опитът с реализация на пилотни проекти в енергийния сектор от страна на държавни дружества е твърде ограничен. Практически държавните дружества нямат бюджет за научно-развойни програми, а разчитат на финансиране от европейски и други програми. Обикновено у нас научно-приложното планиране се основава на участие в „натура“ – предоставяне на площадка, инфраструктура, участие на собствен персонал и други, но не и на предоставянето на целеви бюджет за изследвания. Допълнително утежняващо обстоятелство е необходимостта от обосноваване на избора на партньор и обосновка на прединвестиционни разходи по конкретен проект.

При това положение е време да се обърнем към по-ефективните форми на управление на рискови проекти, като се насочат усилията към създаване на условия за участие на частни инвеститори, които създават устойчиви вериги на добавена стойност у нас. Един частен инвеститор много по-ефективно би се ориентирал при избора на типа ММР, за който да развива сътрудничество – било то поради налична производствена база и технологични умения, или пък поради необходимост от използване на крайни продукти (електрическа или топлинна енергия).

В този случай възможните позитиви от национално участие в подготвителната проектна фаза могат да се материализират напълно. При такъв подход държавата се ограничава до поддържането на адекватна регулаторна рамка и контрол, както и за осигуряване на научна инфраструктура.

## СИСТЕМНА ИНТЕГРАЦИЯ НА ММР

Малката единична мощност определя добрата системна интеграция на ММР, както при планиране на плановите спирания за поддръжка и презареждане, така и по отношение на обезпечаването на допълнително резервиране. Компановане на АЕЦ от няколко модула означава, че при авария на някой от тях, не се достига до значително намаляване на общото производство от централата. Отпадането на по-малка мощност може да се компенсира от оперативните системни резерви и не води до нужда от стартиране на третичен резерв.

В редица презентации на ММР се посочва, че те имат възможност да участват на пазара не само като продажба на базова електроенергия, но и на пазарите на вторично и дори на третично регулиране на мрежата. Такава възможност за следване на товара на мрежата е важно във връзка с политиките за бързо интегриране на ВЕИ. Не следва да се забравя обаче, че повечето предлагани за обсъждане типове ММР са все още в начална фаза на разработка и има само отделни промишлени прототипи. Това означава, че диапазона на изменение на мощността, както и скоростта за изменението ѝ следва да се докажат с оглед на влиянието върху съответното ядрено гориво – някои типове ММР имат отлични динамични характеристики, а при други те са близки до тези на реакторите с висока мощност.

Първоначално концепциите за ММР бяха разработвани за задоволяване на специфични нужди – отделечени географски локации и затворени комплекси с високи изисквания за сигурност. Разширявайки тази логика могат да бъдат разглеждани и решения за участие на ММР в клъстерен остров, чрез интегриране с ВЕИ и производство на водород. Реализацията на такива решения може да се очаква едва когато специфичните инвестиции за всяка от технологиите, участващи в клъстера, достигнат до достатъчно ниски нива, така че общата инвестиция да води до конкурентни пазарни цени на крайните продукти.

В този смисъл доказването на възможностите за приложение при широка гама от товари и производствени комбинации тепърва предстои, но е сигурно, че не всички типове ММР могат да имат широк спектър на приложение. Това подчертава важноста на обосновката при избора на технологичен тип ММР, когато става дума за сътрудничество при работа по концептуален проект.

## **ОСОБЕНОСТИ НА ГОРИВНИЯ ЦИКЪЛ И УПРАВЛЕНИЕ НА РАДИОАКТИВНИТЕ ОТПАДЪЦИ**

Едно от основните опасения, които има обществеността във връзка с конвенционалната ядрена енергетика, е генерирането на радиоактивни отпадъци. При ММР се очаква значително да бъдат редуцирани обемите на радиоактивните отпадъци, отработеното ядрено гориво и обемите, подлежащи на погребване, след извеждане от експлоатация. Това се дължи на по-малката активна зона, но и на подобрените процеси на производство и използване на ядреното гориво. Работи се активно по проекти

на реактори на бързи неутрони, в които като свежо ядрено гориво се използва отработеното ядрено гориво от конвенционалните горивни цикли на топлинни неутрони, но и в този случай има остатъчен радиоактивен материал.

Въпреки значителните подобрения, управлението на крайния етап на ядрения жизнен цикъл остава важна задача при планиране на нов ядрен обект. Намалените обеми отпадъци позволяват прилагане на отложени решения за по-дълъг период от време – например съхраняване на отработеното ядрено гориво на площадката на АЕЦ до края на експлоатационния му период. Но в етапа на извеждане от експлоатация на съоръженията, въпросът с погребването на отпадъците изисква ясно решение, което се представя още на етапа на планиране на обекта.

Понастоящем дълбокото геоложко погребване се разглежда като единственото устойчиво решение за управление на средноактивни дългоживеещи и високоактивни отпадъци. Разработваните проекти за геоложко погребване, към които се ориентира и страната ни, се планират и проектират за конкретните характеристики на отработеното ядрено гориво и за опаковките, с които то се погребва. Наличието на различни характеристики на материалите, като радионуклеиден инвентар, физико-химични и термични характеристики, изисква разработване и обосноваване на специфични технически и организационни решения за геоложкото им погребване.

Поради това развитието на конкретен проект за ММР следва да се осъществява като успоредно се работи по съответстващата концепция за погребване на отпадъците от този тип реактори.

## **РЕГУЛАТОРНИ ВЪПРОСИ**

Изискванията по отношение на проекти за използване на ядрената енергия за производство на електрическа енергия са част от всеобхватна международна рамка от договори и конвенции. Република България представя за обсъждане доклади, по различни аспекти на ядрената безопасност и управлението на радиоактивните отпадъци. Република България е дългогодишен член на МААЕ към ООН, член е на Евратом, а от скоро и на Агенцията за ядрена енергия на Организацията за икономическо сътрудничество и развитие. Изграденият авторитет на страната ни през годините се основава на последователен стремеж за прилагане на добрите практики и взимане на устойчиви решения за развитие.



Регулаторната рамка в областта на ядрената енергия у нас е консервативна и изисква обосноваване на ползите и ограничаване на рисковете, като се започне от най-ранния етап на концептуално предложение. Регулаторно изискване е и това, че използваните проектни решения в еволюционни проекти на ядрена централа трябва да са апробирани в предходни приложения на съществуващи ядрени централи. Където това не е възможно, безопасността се обосновава с използването на резултати от спомагателни изследователски програми или от проучения експлоатационен опит при други съответстващи приложения.

Още на етапа на избор на площадка се извършва проверка на проекта за спазване на изискванията, нормите и правилата за ядрена безопасност и радиационна защита, включително на изискванията по управление на безопасността, както и резултатите от независима проверка (верификация) на анализа на безопасността. Всеки проект следва да демонстрира приложението на концепцията за защита в дълбочина и приложение на степенувания подход. Всяка площадка следва да отговаря на изискванията за физическа защита и да е част от националния план за аварийна защита. В тази връзка следва да се посочи, че някои типове ММР работят със сравнително високо обогатяване на свежото ядрено гориво (до 20%), което поставя високи изисквания за физическа защита, включително при транспортиране.

Регулаторните изисквания в ядрената област у нас са разработени основно за централи с висока мощност и то за такива с реактори с вода под налягане. В общ план изискванията са приложими и за ММР, но се налага внимателен анализ на регулаторната рамка, за всеки отделен технологичен тип и отчитане на неговите особености в целия ядрено-горивен цикъл.

## ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

Обсъждането на финансовите аспекти на ММР е твърде затруднено, както поради широката гама от възможни технологични типове, така и поради ограничения брой работещи прототипи, тъй като повечето ММР са все още на изследователска фаза (освен плаващите АЕЦ).

Въпреки това е важно да се открият основни аспекти, които е необходимо да се отчитат при провеждане на предварителни икономически оценки.

Обикновено първите промишлени приложения

имат висока капиталова стойност и се приема, че са „зрели“ онези ядрени инсталации, които имат приложение в 5 и повече проекта за АЕЦ, т.е. цената при тях е устойчива и конкурентна. Въпросът е: кои от всички тези над 70 типа технологии ще успеят да достигнат до пазарна зрялост?

Споменаваните сега бюджети за проекти на ММР показват, че те имат по-висока цена от утвърдените проекти на АЕЦ с висока мощност, отнесена към единица инсталирана мощност. Преимуществовата на ММР са в по-ниската инвестиция за реализация на обект (с по-ниска инсталирана мощност) и съответно в по-ниските разходи за финансиране на проекта. Това преимущество на ММР спрямо АЕЦ с висока мощност води до друга среда за пазарна реализация на електрическата енергия, тъй като ММР са принудени да се конкурират с друг клас генериращи мощности с капацитети до 300 MW. Такива все още са въглищните и газовите блокове по света, но и новите офшорни вятърни централи, спрямо които цената на произвежданата електрическа енергия от ММР остава по-висока при сегашните цени на пазара.

За разлика от Европа, където се разчита единствено на пазарните цени за формиране на инвестиционен интерес при планиране на нови ядрени проекти, развитието на технологиите за ММР в страни като Русия, Китай и САЩ се основава на национални политики за интензивно финансиране при създаване на прототипи на реактори от следващо поколение. Все пак в Европа, където високите цени на въглеродни емисии ограничават инвестициите в нови въглищни и газови централи, ММР могат да демонстрират пазарна конкурентоспособност, но това заключение все още е на ниво предварителни оценки.

Вече беше спомената възможността за комбинация на базови мощности в клъстери с други производства. Осмислянето на енергийна технология чрез разширяване на проектното ѝ производствено приложение може да е твърде подвеждащо. За съществуващи производства, които имат ниска капиталова съставляваща в разходите им, осигуряването на висока средногодишна използваемост на мощностите, чрез съвместяване с нетипични приложения, може да е печелившо, особено при ниски оперативни разходи, както е в случая с АЕЦ и ВЕЦ. Следва обаче да се отчита, че за осъществяване на редица нови енергийни приложения, като акумулиране на енергия или производство на водород, са необходими значителни капиталовложения. Последното прави трудно осъществими плановете за нови генериращи мощности с високи капиталови

разходи, комбинирани с нетипични приложения, също с високи капиталови разходи.

Често се цитират ценови нива за тон CO<sub>2</sub> емисии, над които такива комбинации стават рентабилни (за водород и за офшорни вятърни инсталации се посочват цени от 50 до 90 € за тон CO<sub>2</sub> емисии). Изглежда, че се пропуска фактът, че тези емисии се заплащат от производители, които генерират CO<sub>2</sub> емисии, а такива производители ще намаляват значително в следващите години. Така, след като изиграят ролята си на спирачка за използването на изкопаеми горива за производство на енергия, влиянието на цената на CO<sub>2</sub> емисиите върху пазара на електрическа енергия бързо ще бъде ограничена, а евентуални високи капиталовложения в комбинирани технологии могат да останат далеч над пазарните ценови нива.

При повечето прогнози за развитието на ММР се посочва, че демонстрационни проекти ще се изградят след 2025 година, когато ще може да се правят по-достоверни финансови оценки и сравнения. Що се отнася до серийни

производства и комерсиализация, сега се посочва периода след 2030 година.

При липсата на пазарни модели на ММР с ясни ценови и технологични параметри, приложими за целия ядрено-горивен цикъл, понастоящем на дневен ред са възможностите за включване в проектни екипи, разработващи прототипи. Именно тази алтернатива започна да се обсъжда у нас през тази година.

Ясно е, че за страна като България е неефективно да работи по повече от една проектна възможност за ММР. Затова следва да се обърне внимание за необходимостта от задълбочена обосновка за избора на технологична концепция, по която да се работи. Тази обосновка следва да отчита както възможностите на националната инфраструктура, така и пазарните условия в Европа. Важно е също такава инициатива да се обвързва с дългосрочно планиране на икономическото развитие, за да се изведе националният контекст при избора на стратегически партньор за развитие на пилотен проект.

# ЕСО ПРОДЪЛЖАВА ТРАДИЦИЯТА СИ ЗА ОБМЕН НА КАДРИ С ВИСШИТЕ УЧЕБНИ ЗАВЕДЕНИЯ И СТАРТИРА ПРОГРАМА ЗА ПЛАТЕН ЛЕТЕН СТАЖ ЗА СТУДЕНТИ ОТ УНИВЕРСИТЕТИТЕ В СТРАНАТА И ЧУЖБИНА

Електроенергийният системен оператор започва програма за платени летни стажове на студенти, обучаващи се във всички специалности във висшите учебни заведения в страната и чужбина. Целта на стажантската програма на дружеството е да осъществи социално отговорна, ефективна връзка между бизнеса и образованието. Инициативата на ЕСО е насочена към осигуряване на ценен практически опит и възможност за кариерно развитие на младите специалисти в напредничава компания от сектора на енергетиката. Платените стажове, с продължителност до 3 месеца, ще се провеждат в периода от 1 юни до 30 септември. Студентите ще имат възможност да приложат наученото в реална работна среда и да обогатят знанията си, чрез преживявания извън учебните зали.

Стажантската програма на Електроенергийния системен оператор цели да подкрепи прехода на студентите от учебната скамейка към реалната работна среда, да способства развитието на професионалните контакти на младите хора,

да мотивира стремежа към професионална реализация в сферата на енергетиката и да подготви бъдещите кадри на сектора.

Всеки стажант на ЕСО ще има индивидуален ментор, който да подпомага персоналното практическо обучение със съвети и професионални напътствия. Студентите ще имат възможността да придобият нови знания и умения от най-добрите експерти на електропреносния оператор.

По време на стажантската програма ще бъдат организирани и допълнителни дейности за стимулиране интереса към професията - дебати, състезания с решаване на реални практически задачи и казуси.

Стажантската програма на ЕСО е активно средство за подготовка на необходимите кадри за развитие на сектора, както и свързващо звено между бизнеса и академичното образование в отговор на съвременните кадрови потребности на енергийната индустрия.





# СРЕЩА СЪС СИМЕОН ГЕОРГИЕВ ОТ МЕР ВАРНА В РАЗГОВОР ЗА УДОВЛЕТВОРЕНИЕТО ОТ ПРОФЕСИЯТА ЕЛЕКТРОМОНТЪОР

Симеон Георгиев работи като електромонтьор маслено стопанство към ремонтната група в МЕР Варна. Той е на 38 години. Завършва през 2001 година Техникума по електротехника в град Варна със специалност „Електрически централи и мрежи“. Към екипа на МЕР Варна се присъединява през 2006 г и вече 15 години реализира професионалните си стремежи в дружеството.

**Симеон, какво е чувството да сте част от екипа на независимия преносен оператор, осигуряващ безаварийната работа на електропреносната система на България?**

Чувството е на гордост, сигурност и доверие в професионализма на колегите от екипа на дружеството. Естеството на работа изисква единомислие и 100% колегиалност при изпълнение на служебните задължения.

**Какви качества и образователна подготовка са необходими за качествено упражняване на тази високо отговорна професия?**

Профилираната образователна подготовка е задължителна, за да може качествено да бъде упражнявана тази професия. Нужен е и постоянен стремеж към разширяване на практическите знания и умения. Личните качества са от първостепенна важност за правилната и прагматична преценка по време на работа. Екипните решения и взаимното доверие също са от ключово значение.





**Как оценявате ролята на ЕСО за Вашето професионално и личностно израстване?**

ЕСО е най-значимото професионално постижение в живота ми. Да съм част от екипа на независимия преносен оператор ми гарантира професионално израстване и спокойствие в личен план за мен и семейството ми.

**Кои са най-важните качества, необходими за успешното и ефективно изпълняване на професионалните задължения на електромонтьора?**

Нужни са адекватна и компетентна преценка на възникващите ситуации в процеса на работата. Познанията в сферата на електромонтажа и гъвкавостта също са задължителен залог за качествено справяне с професионалните задължения. Предотвратяването на грешки и възникване на аварии изисква и проява на прагматизъм и екипно сътрудничество.



**Какво е интригуващото и вълнуващото в работата под „високо напрежение“, какво Ви кара да се чувствате удовлетворен и Ви мотивира да искате да се развивате в тази област?**

Работата под „високо напрежение“ не винаги е свързана с психическо претоварване. Разнообразието от дейности и постоянната динамика не оставят място за рутината. Всеки ден е различен - от работа на 30 метра височина през монтаж до полагане на кабели под земята.

**Защо избрахте ЕСО за професионална реализация?**

Щастлив съм, че работата ми в ЕСО ме ангажира с разнообразни и отговорни задачи. Спецификата на професионалните ангажменти прави всеки делови ден интересен. Работната атмосфера е позитивна. Професионализмът на колегите допринася за бързото и качествено решаване на всеки възникнал проблем. Тази приобщаваща среда ме кара да се чувствам удовлетворен, че съм част от екипа на ЕСО. Уверено препоръчам на младите специалисти в областта на електротехниката да изберат независимия преносен оператор за професионална реализация.





*Какви достойнства на ЕСО като работодател биха Ви накарали да го препоръчате за реализация на младите хора с интерес към Вашата професия ?*

ЕСО е и най-желаният работодател за реализация сред съучениците ми. Фирмата е гъвкава, отговорна и коректна като работодател. Приобщаващата работна среда и социалните придобивки са мотивираци при избора на дружеството за кариерна реализация. Работата в ЕСО предоставя дългосрочна перспектива за професионално израстване и развитие.

 **ЕНЕРГЕТИКА**  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ



# СРЕЩА С ТИХОМИР ЦЕНКОВ ОТ МЕР МОНТАНА В РАЗГОВОР ЗА УДОВЛЕТВОРЕНИЕТО ОТ ПРОФЕСИЯТА ЕЛЕКТРОМОНТЪОР

Тихомир Ценков е електро-монтажор - оператор телемеханика, сектор „Подстанции“ в МЕР Монтана. Той е на 44 години, дипломиран е в Техникума по електротехника в Монтана. Към екипа на дружеството се присъединява през 2005 г.



**Тихомир, с какво Ви привлече Електро-енергийният системен оператор като работодател и възможност за професионална реализация?**

Интересен въпрос! Винаги ми е било любопитно да наблюдавам хората, упражняващи тази професия. По време на практическото ми обучение в Техникума по електротехника в Монтана бях силно увлечен от естеството на работа. Тогава за първи път влязох в подстанция. Така се зароди ентузиазмът ми и решението да се развивам като електро-монтажор.





**Какви предимства виждате в това да сте част от екипа на мащабна компания от нивото на ЕСО с толкова отговорна дейност, свързана със сигурната експлоатация и надеждното функциониране на електропреносната мрежа?**

Нашата професия не е в светлината на прожекторите. Малко хора знаят какво точно работи един електромонтьор на подстанции. Съвременното общество обаче е немислимо без електричеството. За всеки човек е важно да има 24 часа в денонощието и 365 дни в годината надеждно електроснабдяване. Това прави нашата професия наистина много отговорна. Екипната работа е от изключително значение за постигане на общата цел – осигуряване на сигурна експлоатация и надеждно функциониране на електропреносната мрежа. Всеки член на екипа е достатъчно компетентен и подготвен за справянето с възникнали ситуации. В голяма компания, каквато е ЕСО, работят отговорни специалисти. Голямо предимство е да знаеш, че има на кого да разчиташ в трудна ситуация. Работата с компетентни и знаещи хора, обединени в екип от общата цел, дава сигурност и увереност.

Новите технологии и тяхното осъвременяване изискват от нас да работим за повишаване на квалификацията си. ЕСО осигурява необходимите условия за това с курсовете и програмите за обучение, които организира за служителите на дружеството.



**Кои са личните Ви качества, които подкрепят професионалното Ви израстване?**

В професията на електромонтьора дисциплината е от първостепенна важност. Отговорността и самокритичността също са съществени за напредъка в работата. Не на последно място нужен е и стремеж към придобиване на нови знания и умения.



**С какви предизвикателства Ви среща един работен ден?**

Предизвикателства в нашата работа не липсват. Много е важно те да бъдат посрещани със самообладание и хладнокръвие при стриктно спазване на правилата за безопасност.

**Как успявате да посрещате технологичните нововъведения в професията и да ги прилагате в работния процес?**



**Екипността, основана на доверие и ефективно сътрудничество с колегите, е от съществено значение във Вашата професия. Срещате ли подкрепа от колегите и кои техни качества Ви дават увереност в работата?**

Да си отговорен за мен означава да си изпълнителен, последователен и дисциплиниран. Самодисциплината е едно от ключовите качества в нашата професия. Работя в екип с колеги, които са изключително отговорни и дисциплинирани. Взаимно се грижим за безопасността на всеки един от екипа. Ежедневната работа ни сблъсква с различни предизвикателства и именно личната и екипната отговорност ни помагат да се справяме с тях. Във всеки един момент знам, че мога да разчитам на подкрепата на колегите от екипа, част от който съм.

**Как инициативите на дружеството за повишаване на професионалната квалификация на служителите помага и стимулира израстването Ви като специалист?**

Приоритет на ЕСО е непрекъснатото повишаване квалификацията на служителите и в тази връзка обученията, организирани от дружеството, допринасят в голяма степен за моето развитие като електромонтьор. Всеки нов курс ми дава допълнителна сигурност и увереност, че мога качествено да изпълнявам професионалните си задачи.

**Какво в политиката на дружеството за мотивиране и стимулиране професионалното израстване на служителите би Ви накарало да препоръчате ЕСО за реализация на младите хора с интереси в областта на енергетиката?**

Имам много лични основания да препоръчам ЕСО на младите хора с интереси в областта на енергетиката. Дружеството осигурява всички необходими условия за надграждане на придобитите знания и за трупане на професионален опит. В приобщаваща и приятелска атмосфера младите специалисти могат успешно да се развиват като част от един силен екип, ангажиран да осигурява светлината и топлината в домовете на хората.





# АНГЕЛИН ЦАЧЕВ, ИЗПЪЛНИТЕЛЕН ДИРЕКТОР НА ЕСО, ПРЕД ИНФОРМАЦИОННИЯ ПОРТАЛ 3E-NEWS.NET: ИНТЕГРИРАНЕТО НИ КЪМ ЕДИННИЯ ПАЗАР ИЗИСКВА БАЛАНСИРАНЕ НА СИСТЕМАТА В РЕАЛНО ВРЕМЕ

НАЧАЛО » СЪБИТИЯ

## Ангелин Цачев, изпълнителен директор на ЕСО: Интегрирането ни към единния пазар изисква балансиране на системата в реално време

*Пред въвеждане в експлоатация са вътрешните 400-киловолтови електропроводи между подстанция "Марица изток" и подстанция "Бургас" и от подстанция "Марица изток" до откритата разпределителна уредба на ТЕЦ Марица изток 3*

3E news 16-03-2021 07:51:57



Господин Цачев, от три години сте начело на Електроенергийния системен оператор. През това време секторът се промени значително. Заварихте достатъчно сериозни проекти и поставихте начало на нови. Какво успяхте да свършите за това време ? Какви са трудностите, с които се сблъсквате ?

През изминалите години екипът на ЕСО отговорно и целенасочено продължи активно да работи по приоритетните за дружеството и за сектора проекти и направления за разширяване, модернизиране на електропреносната мрежа и на процесите за управление на системата в отговор на съвременните насоки за постигане на нисковъглеродна енергетика и прилагане на европейската законодателна рамка.



# АНГЕЛИН ЦАЧЕВ, ИЗПЪЛНИТЕЛЕН ДИРЕКТОР НА ЕСО, С ИНТЕРВЮ ЗА АЛМАНАХА БЪЛГАРСКАТА ЕНЕРГЕТИКА 2021 г. НА ЕНЕРДЖИ ИНФО БГ

10

ENERGYINFO.BG

## ЕСО успешно реализира проектите от общ европейски интерес и работи за интегриране към единния европейски пазар



През 2020 г., въпреки усложнената пандемична обстановка, ЕСО постигна решителен напредък в реализацията на петте проекта от общ европейски интерес за изграждане на 465 km нови електропроводи 400 kV и разширяване на четири подстанции в страната. Общата инвестиционна стойност на проектите възлиза на 490 млн. лв., от които 180 млн. лв. са безвъзмездно съфинансирани от европейския "Механизъм за свързване на Европа" и 30 млн. лв. от Международен фонд "Козлодуй".

Успешно завърши изграждането на вътрешните 400-киловоолтови електропроводи между подстанция "Марица изток" и подстанция "Бургас" и от подстанция "Марица изток" до откритата разпределителна уредба на ТЕЦ Марица изток 3. В момента текат процедури по въвеждането им в експлоатация. До средата на 2021 г. предстои да бъде въведен в експлоатация и 400-киловоолтовият електропровод, свързващ подстанция "Бургас" с подстанция "Варна", който е изпълнен на 90%. През 2020 г. ЕСО отбеляза напредък в изграждането и на вътрешния електропровод 400 kV между подстанция "Пловдив" и подстанция "Марица изток" с изпълнение на над 60% от строително-монтажните работи.

В началото на миналата година започна изпълнението и на петия проект от общ европейски интерес на ЕСО – изграждането и на българския участък на междусистемния

Ангелин Цачев, изпълнителен директор на Електроенергийния системен оператор (ЕСО), за годишния алманах на българската енергетика Енерджи Инфо БГ

електропровод 400 kV, свързващ подстанция "Марица изток" в България и подстанция "Неа Санта" в Гърция. ЕСО успя да привлече безвъзмездно финансиране от "Механизма за свързване на Европа" в размер на 58 млн. лв. за реализацията на съоръжението на територията на България. За една година са изпълнени над 50% от строително-монтажните работи по електропровода, а съоръженията за присъединяването му в подстанция "Марица изток" са напълно завършени. Въвеждането му в експлоатация е планирано за 2022 г.

Изграждането на петте 400-киловоолтови електропровода от общ интерес за развитието на трансевропейската инфраструктура ще доведе до увеличаване на електропреносните способности на българо-гръцката и българо-румънската граница и реализация на приоритетния европейски енергиен коридор Север-Юг, както и до подобряване на сигурността на доставките на електроенергия в региона, и ще способства успешната работа на пазарните обединения.

Освен реализацията на планираните инвестиции, през 2020 г. в рамките на ремонтната програма на дружеството е извършена рехабилитация на над 1600 съоръжения в подстанциите на ЕСО и подмяна на близо 500 цифрови устройства.

### Модернизация в подкрепа на цифровата трансформация и декарбонизацията на енергетиката

През 2021 г. ЕСО планира ремонт и модернизация на близо 4400 съоръжения в подстанциите на дружеството, подмяна на над 1200 цифрови устройства и инсталиране на 440 нови, както и пълна рехабилитация на близо 20 уредби 110 kV.

Тази година в ЕСО ще започне и изпълнението на проекта за дигитал-

на трансформация на системите за управление на електропреносната мрежа, който стана част от Плана за възстановяване и устойчиво развитие. В рамките на проекта е предвидена широкообхватна програма за цялостна дигитална трансформация на процесите в ЕСО.

С изпълнението на 9 подпроекта се цели подкрепа на декарбонизацията на енергетиката с увеличаване на междусистемните преносни способности и възможностите на електропреносната мрежа за присъединяване на нови ВЕИ мощности.

### Успешно интегриране на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар

През 2020 г. ЕСО продължи интензивно работа и за интегриране на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар. След успешното обединение на пазарите на електроенергия на българо-румънската граница във времеви сегмент "в рамките на деня" в края на 2019 г., през настоящата година предстои да стартира и пазарното обединение "в рамките на деня" на българо-гръцката граница.

В сегмента "ден напред" ЕСО работи интензивно по три проекта за пазарна интеграция. През месец май 2021 г. се очаква да заработи пазарното обединение "ден напред" между България и Гърция, а през септември и пазарното обединение на българо-румънската граница.

ЕСО активно сътрудничи на инициативите за интегриране на пазарите на държавите от Западните Балкани към единния европейски пазар. В тази посока са и усилията за обединение на пазарите "ден напред" между България и Северна Македония, което се очаква да стартира в началото на 2022 г.



