

# ЕНЕРГЕТИКА

## ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ

брой 5 / 2020  
април

entsoe



20 ПРИОРИТЕТА В ЕНЕРГЕТИКАТА  
ЗА 20 ГОДИНИ НАПРЕД  
ЧАСТ 2





## 20 ПРИОРИТЕТА В ЕНЕРГЕТИКАТА ЗА 20 ГОДИНИ НАПРЕД - ЧАСТ 2

Уважаеми читатели, екипът на списание „Енергетика - Електроенергийни ракурси“ реши да посвети първите два броя на изданието за 2020 година на темата „20 приоритета в енергетиката за 20 години напред“. В част първа подредихме първите 10 приоритета „обединени електроенергийни пазари“, „успешните партньорства“, „екологично чиста енергия“, „енергийна ефективност“, „сигурност на електроенергийната система“, „гарантирани доставки“, „устойчиви енергийни системи“, „безаварийност“, „експертен капацитет от ново поколение“, „модерно инженерство“. Дойде време да разгърнем и другите 10 приоритета за енергийния сектор. Една безпрецедентна по вида и мащабите си ситуация за целия свят обаче крещящо назова най-първия приоритет пред всеки друг първи - здравето. Този приоритет пренареди по безапелационен начин дневния ред на всички държави в света. Стратегическото значение на енергетиката особено силно се подчерта. Секторът в страните от Европа и в частност в България и региона остана стабилен и осигурява непрекъснатото и безпроблемно функциониране на електроенергийната система, за да бъде обезпечено потреблението в домовете ни, в които бяхме призовани да останем, и в болничните заведения, които влязоха в безкомпромисна битка с COVID-19. Мерките на управляващите за овладяване разпространението на коронавирусната инфекция в България се открояха като едни от най-адекватните. Електроенергийната система на страната остана стабилна в условията на извънредното положение. Създалата се ситуация накара институциите да ревизират някои от сроковете

по дългосрочните стратегически проекти. Наложих се удължаване на срока за подаване на обвързващи оферти от кандидатите за стратегически инвеститори в изграждането на АЕЦ „Белене“. Строителството на всички големи енергийни проекти в страната продължи, но стриктно съобразено с препоръките на Националния оперативен щаб срещу коронавируса. Работата по дългосрочната цел на Европейския съюз за постигане на климатичен неутралитет също запази темпа си. Електроенергийният системен оператор, макар и в дистанционен порядък, продължи с разговорите и срещите в процеса за обединение на електроенергийните пазари в региона. Решително напредва и реализацията на петте проекта от общ европейски интерес, изпълнявани от ЕСО с финансиране от европейските фондове. В присъствието на представители на финансиращия орган Изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към ЕК в началото на годината дружеството ни постави началото на строителството на българския участък от междусистемния електропровод 400 kV от подстанция „Марица изток“ в България до подстанция „Неа Санта“ в Гърция. С реализацията на този електропровод и с усилената работа на екипа на ЕСО за обединение на пазарите „в рамките на деня“ и „ден напред“ дружеството успешно преминава „отвъд границите“. Така назоваваме и първия приоритет, с който продължаваме в част втора темата „20 приоритета в енергетиката за 20 години напред“.

**Свилена Димитрова**

главен редактор на сп. „Енергетика  
- Електроенергийни ракурси“

<b>Приоритет №11: Отвъд границите</b> - Още една стъпка напред в реализацията на петте проекта от общ европейски интерес, изпълнявани от Електроенергийния системен оператор	4
<b>Приоритет №12: Пълна либерализация на електроенергийните пазари</b> - Активният принос на ЕСО в процеса на обединение на пазарите „в рамките на деня“ и „ден напред“ - статия на Милена Стоянова	11
<b>Приоритет №13: Защитени и активни потребители</b> - Необходими мерки за защита на уязвимите потребители при въвеждане пълна либерализация на пазара на електроенергия до 2025 година - статия на Петър Кисьов	19
<b>Приоритет №14: Интегритет</b> - Бъдещето на проекта АЕЦ „Белене“- статия на Станислав Георгиев	29
<b>Приоритет №15: Надеждност на енергийните доставки</b> - Електропотреблението на България в периода 2002-2019 година - статия на Ангел Георгиев	33
<b>Приоритет №16: Качествени суровини</b> - Нови възможности за изграждане на хидротехнически комплекс по поречието на река Дунав - статия на Димитър Попов	42
<b>Приоритет №17: Модерни технологии</b> - Възобновяеми горива и въглеродният диоксид - статия на проф. Венко Бешков	47
<b>Приоритет №18: Възобновяеми енергийни източници</b> - Зелената водородна енергетика - неразделна част от енергийния преход - статия на проф. Христо Василев	52
<b>Приоритет №19: Иновации</b> - ЕСО част от проекта INTERFACE в търсене на иновации за ефективно използване на ВЕИ - статия на Димитър Зарчев - директор на ЦДУ на ЕСО	59
<b>Приоритет №20: Киберсигурност</b> - ЕСО участва в проекта FORESIGHT по програмата Хоризонт 2020 за усъвършенствана симулационна платформа за киберсигурност	61
<b>Рубрика „ЕСО в медиите“</b> - Изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев с участие в Алманаха „Кой кой е в българската енергетика“ на Енерджи Инфо и с интервю за интернет-медията Ze-news.net	63
<b>Рубрика „Благотворство“</b> - ЕСО и неговите служители в подкрепа на борбата с COVID-19	67

#### РЕДАКЦИОННА КОЛЕГИЯ:

Ангелин Цачев  
Антон Славов  
Д-р Стефан Сулаков  
Ангел Георгиев  
Проф. Валентин Колев  
Проф. Бончо Бонев

Проф. Тотю Тотев  
Проф. Илия Илиев  
Проф. Минчо Минчев  
Проф. Радослав Кючуков  
Проф. Петър Наков  
Ст.н.с. Данаил Игнатовски

Ст.н.с. Люлин Радулов  
Станислав Георгиев  
Иван Хиновски  
Милена Цолева

**ГЛАВЕН РЕДАКТОР:**  
Свилена Димитрова

**РЕДАКТОР:**  
Боряна Петрова

Автор на концепцията за списанието, издавано от ЕСО:  
Свилена Димитрова

# ОЩЕ ЕДНА СТЪПКА НАПРЕД В РЕАЛИЗАЦИЯТА НА ПЕТТЕ ПРОЕКТА ОТ ОБЩ ЕВРОПЕЙСКИ ИНТЕРЕС, ИЗПЪЛНЯВАНИ ОТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР

*Начало на изграждането на българския участък на междусистемния електропровод между подстанция Марица Изток в България и подстанция Неа Санта в Гърция*

Уверено и непоколебимо Електроенергийният системен оператор продължава реализацията на петте проекта от общ европейски интерес, осъществявани с привлечено безвъзмездно финансиране от европейските фондове. В началото на 2020 година започна изграждането на българския участък на междусистемния електропровод 400 kV между подстанция Марица Изток в България и подстанция Неа Санта в Гърция.

Електропроводът е с обща дължина 151 километра -122 километра на българска територия и 29 километра на гръцка територия. Проектът за изграждане на междусистемния електропровод е включен в четвъртия списък

с проекти от общ интерес на Европейската комисия. Той е част от изпълнението на заложените стратегически цели за повишаване на междусистемната свързаност и енергийната сигурност на Република България.

За изпълнението на проекта на територията на България в началото на 2019 година Европейската комисия предостави 58 млн. лева безвъзмездно финансиране.

Трасето на междусистемния електропровод 400 kV на българска територия преминава през пет общини - Симеоновград, Хасково, Кърджали, Момчилград, Кирково и Харманли.



За качественото и навременно изграждане на електропровода българският Електроенергиен системен оператор и гръцкият преносен оператор IPTO подписаха Меморандум за разбирателство. В рамките на Меморандума е създаден постоянно действащ наблюдаващ орган за координиране дейностите по изпълнението на проекта на българска и гръцка територия.

Реализацията на проекта вече е в напреднала фаза. Строителството на съоръженията за присъединяване на електропровода в подстанция Марица изток започнаха още на 20 февруари тази година.

В началото на март месец изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев подписа и документите за откриване на площадката за строителство на електропровода на българска територия.



Изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев подчерта, че изграждането и пускането в експлоатация на междусистемния електропровод ще допринесе за повишаване на преносния капацитет на българо-гръцка граница и ще подпомогне за осигуряването на необходимото ниво на сигурност на доставките в региона.



Ангелин Цачев изтъкна ключовото значение на междусистемния електропровод за успешната пазарна интеграция и създаването на по-добри условия и възможности за пазарните участници и потребителите на електрическа енергия в региона на Югоизточна Европа.



Председателят на КЕВР Иван Иванов също отбеляза същественото значение на междусистемния електропровод за обединението на пазарите на електроенергия в региона и припомни за успешното стартиране на втората вълна за присъединяване към единния европейски пазар „в рамките на деня“, в която България участва посредством българо-румънската граница.

През 2020 година предстои да се реализира и третата вълна на пазарна интеграция в краткосрочния сегмент. Инициативата за пазарна интеграция се реализира, чрез локалния проект LIP 14, в който заедно с България участват Италия, Гърция, Франция, Словения и Австрия. Със стартирането на проекта в реална работа предстои българската страната да се присъедини към единния пазар „в рамките на деня“ и посредством българо-гръцка граница. В началото на 2021 година се очаква да се реализира и пазарното обединение между България и Гърция във времевия сегмент „ден напред“. Пускането в експлоатация на междусистемния електропровод 400 kV между подстанция Марица Изток в България и подстанция Неа Санта в Гърция ще доведе до увеличаване на преносния капацитет между двете пазарни зони.

Това е третият електропровод, изграждан от ЕСО с привлечени средства от Механизма за свързване на Европа, строителството на който се поставя заедно с представителите на финансиращия орган - изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към Европейската комисия. Она Гринкевичиене определи реализацията на такива инфраструктурни проекти като изключително важна за развитие на междусистемната свързаност.



Междусистемният електропровод 400 kV между България и Гърция е един от петте проекта, реализирани от Електроенергийния системен оператор, които са включени в Четвъртия списък на Европейската комисия на проектите с общоевропейско значение за изграждане на трансевропейската електроенергийна инфраструктура. За изпълнение на тези проекти ЕСО привлече безвъзмездно финансиране от европейски фондове в размер на 110 млн. евро.

През изминалите две години българският преносен оператор отбеляза съществен напредък в тяхната реализация като навлезе в ключовата фаза на изграждането на петте електропровода, единият от които междусистемният от подстанция Марица Изток в България до подстанция Неа Санта в Гърция.





През месец май 2019 година отново в присъствието на представителите на Изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към Европейската комисия, Електроенергийният системен оператор постави официално начало на строителството на вътрешен електропровод 400 kV между Марица Изток и Бургас. Електропроводът е с дължина 150 километра и свързва подстанция Марица Изток с подстанция Бургас. Той е част от вътрешната 400-киловолтова преносна мрежа на България. Въздушната линия също е част от Групата проекти „България – Гърция“, които са от общ интерес, съгласно Регламент 347/2013.

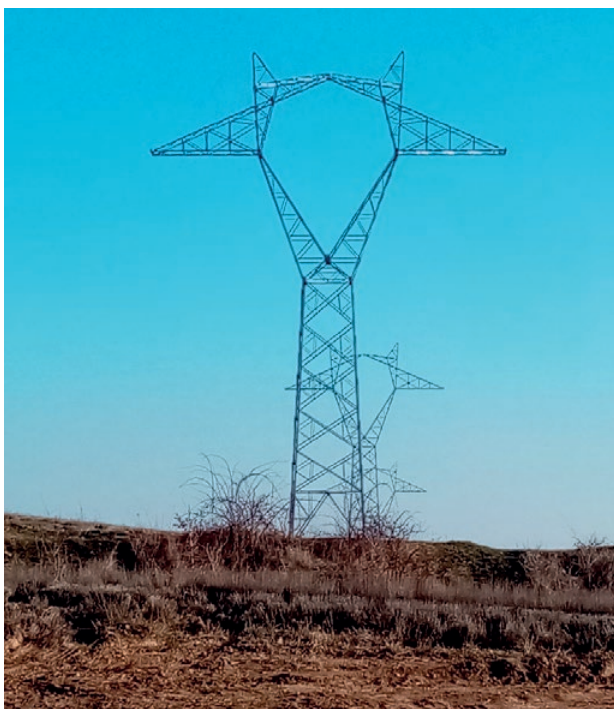


През месец ноември 2018 ЕСО започна същинските строителните работи и по изграждането на 86 километрова електропровод 400 kV, свързващ подстанция Варна с подстанция Бургас. Този електропровод е част от група проекти „България – Румъния: Увеличаване на капацитета“ и заедно с изграждащите се на румънска територия два електропровода от общ европейски интерес ще позволи съществено повишаване на капацитетите за пренос на българо-румънската граница и съответно реализиране на ползи за потребителите в двете страни от осъществяваните пазарни обединения.



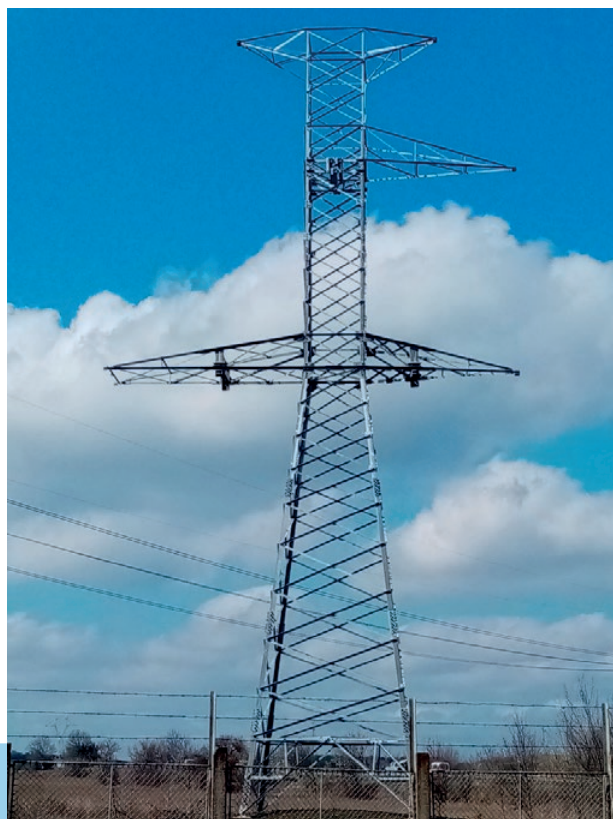


вътрешните електропроводи 400 kV между п/ст „Марица изток“ и п/ст „Бургас“ и между п/ст „Бургас“ и п/ст „Варна, които ЕСО изпълнява с привлечено европейско безвъзмездно финансиране в общ размер от 60 млн. евро.



Със започването на изграждането и на българския участък от междусистемния електропровод между България и Гърция в началото на 2020 година Електроенергийният системен оператор все по-стремително върви към 2023 година, когато и петте електропровода 400 kV трябва да са въведени в експлоатация.

Преди да бъде поставено началото на изграждането на българския участък на междусистемния електропровод между подстанция Марица Изток в България и подстанция Неа Санта в Гърция представителите на Изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към Европейската комисия направиха преглед на изпълнението на строително-монтажните работи по изграждане на





Представителите на Европейската комисия се запознаха детайлно с етапите на изграждане на двата вътрешни електропровода 400 kV. Изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев информира за срещаните трудности и как дружеството се справя с тяхното преодоляване. Експертите от Изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ високо оцениха успешните конструктивни решения, усилията и напредъка на Електроенергийния системен оператор по реализацията на електропроводите.



Петте проекта от общ европейски интерес, изпълнявани от Електроенергийния системен оператор, вече са в напреднала фаза на реализация и поетапно трябва да бъдат въведени в експлоатация до 2023 година.



По статията работи:  
Свилена Димитрова

# УВЕЛИЧЕНИЕ ОТ НАД ДВА ПЪТИ НА ТЪРГУВАНИТЕ МЕСЕЧНИ КОЛИЧЕСТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ НА БЪЛГАРО-РУМЪНСКАТА ГРАНИЦА В ПАЗАРНИЯ СЕГМЕНТ „В РАМКИТЕ НА ДЕНЯ“ СЛЕД ВТОРАТА ВЪЛНА НА ПАЗАРНА ИНТЕГРАЦИЯ ПРЕЗ НОЕМВРИ 2019 ГОДИНА

Европейското пазарно обединение в рамките на деня отчита значително увеличение на търгуваните количества електроенергия след старта на втората вълна за пазарна интеграция. До над десет пъти достигат търгуваните количества, които отчитат националните оператори на пазара на електроенергия на новоприсъединените седем държави, между които е и България.

Присъединяването на българската пазарна зона към пазарния сегмент в рамките на деня чрез българо-румънската граница е довело до над два пъти увеличение на търгуваните месечни количества електроенергия през периода декември 2019 - февруари 2020 година, сравнено с декември 2018 - февруари 2019 година, сочат данните на БНЕБ.



За началото на 2021 година е планиран реалният старт на третата вълна на присъединяване, което ще разшири непрекъснатата трансгранична търговия на електроенергия в рамките на деня с границите на Италия и Гърция, като България ще е част от проекта посредством българо-гръцката граница.

Единното обединение на пазарите в рамките на деня е довело до значително нарастване на търговията след успешния старт на втората вълна за пазарна интеграция през месец ноември 2019 година. От реалния старт през юни 2018 са извършени 36 милиона сделки. Системата продължава да работи добре и стабилно, и отчита съществено увеличение на търгуваните количества, особено между седемте държави, присъединили се с втората вълна, между които и България.

След реалния старт на втората вълна на присъединяване на 19 ноември 2019 операторите на пазара на електроенергия от новите седем държави отчитат съществено увеличение на търгуваните количества. През първите три месеца на трансгранична търговия от декември 2019 г. до февруари 2020 г. унгарският пазарен оператор на електроенергия HUPX отчита средно месечни количества от приблизително 75 600 MWh, в сравнение с 7 600 MWh през същия период на предходната година. В Словения BSP Southpool отчита увеличение на средно месечните количества от приблизително 15 000 MWh на 85 600 MWh, сравнено със същия период на предходната година. Количествата на пазара на Чешкия оператор ОТЕ бележат над осемкратно увеличение на месечните обеми до приблизително 400 000 MWh. Хърватският пазарен оператор CROPEX заявява, че месечно се търгуват 24 100 MWh, в сравнение с 6 300 MWh преди реалния старт на обединението. Количествата на пазара на полския оператор TGE също сочат значителен ръст - средно месечната търгувана електроенергия сега е от порядъка на 95 000 MWh, сравнено с 3 000 MWh преди присъединяването. Румънският борсов оператор OPCOM бележи средномесечни количества от 59 700 MWh, в сравнение с 26 000 MWh през същия период на предходната година.

# АКТИВНИЯТ ПРИНОС НА ЕСО В ПРОЦЕСА НА ОБЕДИНЕНИЕ НА ПАЗАРИТЕ „В РАМКИТЕ НА ДЕНЯ“ И „ДЕН НАПРЕД“

статия на Милена Стоянова - ръководител отдел „Европейски регулаторни политики и развитие на пазара“ в ЕСО

Одобряването на Третия енергиен пакет и по-специално Регламент 2009/714 послужи като основа за въвеждането на пазарната интеграция и предостави нормативната и регулаторна основа за подготовката на мрежовите кодекси за целите на трансграничната търговия с електроенергия и газ. Основните цели на енергийния пакет са поддържане на сигурността на енергийните доставки, повишаване на конкурентоспособността и гарантиране, че всички потребители могат да купуват енергия на достъпни цени. За осъществяването на очертаните приоритети ЕС публикува Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 г. за установяване на насоки относно разпределението на капацитета и управлението на претоварването (CACM).

С въвеждането на CACM Европейската комисия очерта 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) и единен пазар в рамките на деня (SIDC).

Създаването и интегрирането на краткосрочните пазарни сегменти е от ключово значение за развитието на електроенергийния пазар в рамките на всяка пазарна зона. Очаква се интегрираният европейски пазар на електроенергия да доведе до ползи, като:

- 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.

## ПАЗАР ДЕН НАПРЕД

Идеята за обединението на пазарите във времеви интервал ден напред, както и първите проекти и инициативи, стартират много преди създаването на европейската регулаторна рамка, още преди 2000<sup>та</sup> г., с обединението на пазарите на скандинавските държави. Историческият преглед на развитието на европейския пазар ден напред минава през следните основни регионални и локални стъпки:

**2006:** Стартира пазарното обединение на Нидерландия, Белгия и Франция.

**2007:** Стартира пазарното обединение на Испания и Португалия (MIBEL).

**2009:** Стартира пазарното обединение на Чехия и Словакия.

**2010:** Стартира пазарното обединение на региона на Централна и Западна Европа (CWE), което интегрира Нидерландия, Белгия и Франция с Германия. През същата година стартира и временният къплинг между скандинавския регион и CWE, (Interim Tight Volume Coupling - ITVC).

#### 2011:

- Междусистемната връзка между Норвегия и Нидерландия NorNed се присъединява към ITVC - пазарното обединение на скандинавския регион с CWE региона;
- Стартиране на пазарното обединение на Великобритания с CWE региона (BritNed);
- Стартира пазарното обединение между Италия и Словения.

**2012:** Стартира пазарното обединение 3М МС, проект, който интегрира пазарите на Чехия, Словакия и Унгария, част от региона на Централна и Източна Европа (CEE).

#### 2014:

- Стартира обединението на пазара ден напред на страните от регионите на Северозападна Европа (NWE) и Югозападна Европа (SWE), посредством PCR. Първоначално обединението започва в общ синхронен режим, като през месец май стартира пълното обединение на двата региона със създаването на Мултирегионалното обединение на регионите (MRC<sup>1</sup>). Единното обединение включва пазарите от Португалия до Финландия;
- Стартира 4М МС пазарното обединение, към съществуващото 3М МС се присъединява Румъния.

#### 2015:

- През месец февруари стартира обединението на Италия на границите с Австрия, Франция и Словения, посредством проекта IBWT<sup>2</sup>, като част от Мултирегионално обединение на регионите (MRC);

- Стартира CWE пазарното обединение, основаващо се на подхода въз основа на потоците.

#### 2016:

- През месец януари България се присъедини към MRC в изолиран режим;
- През месец февруари Хърватска се присъедини към MRC в изолиран режим;
- През месец юли стартира пазарното обединение на австрийско-словенската граница, като част от MRC.

#### 2018:

- През месец юни, стартира пазарното обединение на хърватско-словенската граница, като част от MRC.
- През месец октомври стартира пазарното обединение на Великобритания и Ирландия, включващо Ирландия и Северна Ирландия, като част от MRC.

Единният европейски пазар ден напред (SDAC<sup>3</sup>) предстои да бъде завършен. Към настоящия момент, в рамките на Европейския съюз, все още съществуват две пазарни обединения в обхвата на пазара ден напред - MRC пазарното обединение и пазарното обединение 4М МС на Чехия, Унгария, Словакия и Румъния.

SDAC е проект между номинираните оператори на пазара на електрическа енергия (NEMO)<sup>4</sup> и операторите на преносни системи (TSO)<sup>5</sup>, който в обхвата на прилагане на CASM, дава възможност за трансгранична търговия в цяла Европа чрез имплицитни търгове за доставка на енергия за следващия ден. Към настоящия момент SDAC е в междинен етап, по време на който съществуват паралелно двете пазарни обединения - MRC и 4М МС, които се считат като формиращи SDAC, съгласно CASM. В крайния етап на завършване на вътрешния пазар двете пазарни инициативи ще се обединят, като се очаква това да се случи през месец септември 2020 г.

SDAC използва общ алгоритъм за калкулиране на цените в цяла Европа на основата на имплицитно разпределение на трансграничните капацитети, който се използва както от MRC, така и от 4М МС.

<sup>1</sup> Multi-Regional Coupling

<sup>2</sup> Italian Borders Working Table - проект за свързване на пазара между операторите на преносни системи (ADMIE, APG, ELES, RTE, SWISSGRID и TERNA) и енергийните борси (BSP, GME, EPEX, EXAA и LAGIE) на Австрия, Франция, Гърция, Италия, Словения и Швейцария, с подкрепата на CASC и ECC.

<sup>3</sup> Single Day-Ahead Coupling

<sup>4</sup> SDAC включва следните NEMO: BSP, CROPEX, SEMOPX (EirGrid and SONI), EPEX, EXAA, GME, HEnEx, HUPX, IBEX, Nasdaq, Nord Pool, OMIE, OKTE, OPCOM, OTE, and TGE

<sup>5</sup> SDAC включва следните TSO: 50Hertz Transmission, ADMIE, Amprion, APG, AST, BritNed, ČEPS, Creos, EirGrid, ElecLink, Elering, ELES, ELIA, Energinet, ESO, Fingrid, HOPS, Litgrid, MAVIR, Nemolink, NGIC, PSE, REE, REN, RTE, SEPS, SONI, Statnett, Svenska Kraftnät, TenneT DE, TenneT NL, Terna, Transelectrica and TransnetBW.

Единното решение и алгоритъмът за обединение на пазара ден напред се създава посредством инициативата PCR, която представлява проект на европейските енергийни борси за разработване на единно решение за изчисляване на цените на електроенергията в цяла Европа, като се отчита капацитетът на съответните мрежови елементи. Създаването на единното решение е основата за постигането на общата цел на ЕС за хармонизиран европейски пазар на електроенергия с цел нарастване на ликвидността, ефективността и социалното благополучие.

Инициативата PCR стартира през 2009 г., като през юни 2012 г. се подписва официално споразумение за сътрудничество и споразумение за съвместна собственост. След 3 години на развитие, през февруари 2014 г., PCR се използва в обединението на пазара ден напред в региона NWE в синхронизирано управление с SWE. През следващите години прилагането на общото решение се въвежда постепенно и в другите европейски региони.

Един от ключовите елементи на PCR проекта е

единният алгоритъм за изчисляване на цените, който приема името EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm). Той се използва за изчисляване на разпределението на енергията, нетните позиции и цените на електроенергията в Европа, максимизирайки социалното благосъстояние и прозрачността при изчисляването на цените и съответните потоци енергия.

Към днешна дата проектът се оперира от осем борсови оператори на електроенергия: EPEX SPOT, GME, HEnEx, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE и TGE и свързва пазарите на следните страни: Австрия, Белгия, Чехия, Хърватия, Дания, Естония, Финландия, Франция, Германия, Унгария, Италия, Ирландия, Латвия, Литва, Люксембург, Холандия, Норвегия, Полша, Португалия, Румъния, Словакия, Словения, Испания, Швеция, Великобритания и Хърватска.

На фигурата, представена по-долу, ясно може да се разграничи обхватът на съществуващите пазарни обединения и на различните пазари, използващи PCR алгоритъма, независимо, като членове или чрез доставчици на услуга.

## PCR потребители и членове



Фигура 1

Източник: PCR

## БЪЛГАРСКИЯТ ПАЗАР ДЕН НАПРЕД

България стартира локален пазар ден напред през месец януари 2016 г., като част от MRC пазарното обединение, но поради липсата на обща граница с него, той функционира в изолиран режим.

Българският преносен оператор - ЕСО<sup>6</sup> и българският борсов оператор - БНЕБ<sup>7</sup> са пълноправни членове на SDAC обединението, но не са опериращи страни към настоящия момент, тъй като пазарът на страната все още не е обединен със съседните пазарни зони по обективни причини, дължащи се на специфичните характеристики на заобикалящите България пазари. Гърция няма функциониращ пазар ден напред в съответствие с САСМ, а Румъния е част от 4М МС пазарното обединение.

Отчитайки съществената роля, която има пазарната интеграция за търговските участници и потребителите, с цел създаване на максимално добри условия за търговия, ЕСО, съвместно с БНЕБ, работи усилено за максимално бързото присъединяване на българската пазарна зона към единния европейски пазар ден напред. В краткосрочен план се очаква да се реализират пазарни обединения с Румъния и Гърция, посредством следните проекти:

### **Локален проект за пазарно обединение между България и Румъния**

Румъния все още е част от 4М МС, регионалното пазарно обединение (регионалното обединение на Румъния, Унгария, Чехия и Словакия), а България е част от европейско пазарно обединение на пазарите ден напред SDAC. Поради техническа несъвместимост, до стартирането на Междинния проект (Interim project<sup>8</sup>) в края на 2018 г., целящ присъединяване на 4М МС към MRC, беше невъзможно стартирането на проект за обединение на пазарите на българско-румънска граница.

След стартирането на Междинния проект българската страна положи всички усилия да се присъедини към него, но както регулаторите, част от проекта, така и Управителният комитет отказаха да включат допълнителна граница в обхвата му, с цел да не се забави проектът, тъй като той се приема, като важна междинна стъпка към осъществяването на проекта за пазарно обединение на основата на потоците в централния регион (CORE FB Project).

Стартирането на Междинния проект откри дълго чаканата възможност за започването на разговори с румънския преносен и румънския пазарен оператор за стартирането на локален проект за оперативното присъединяване на българската пазарна зона към единния обединен европейски пазар (SDAC), с хоризонт за въвеждане в реална работа веднага след присъединяването на 4М МС към MRC.

В началото на 2020 г., след провеждането на няколко срещи, преносните оператори и пазарните оператори на България и Румъния (ЕСО, БНЕБ, Transelectrica, Орсом), 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 активна работа. Българските участници и по-специално ЕСО, поеха 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 очаква проектът за пазарното обединение да стартира в реална работа до края на 2020 г. Продължавайки активната работа, в началото на месец април 2020 г. страните уведомиха оперативната група (OPSCOM) на централния проект SDAC за стартирания проект, като подадоха заявка за промяна на съществуващите споразумения, с цел включване на проекта като част от SDAC.

Навременното въвеждане в реална работа на пазарното обединение с румънската пазарна зона е в пряка зависимост от навременното стартиране на Междинния проект (пазарното обединение на границите DE-AT-PL с 4М МС), което е предвидено за септември 2020 г.

### **Проект за пазарно обединение между България и Гърция**

Пазарното обединение на България и Гърция се очаква да се осъществи посредством проект IBWT<sup>9</sup> - проектът за пазарно обединение на италианските граници.

Република Гърция към настоящия момент няма действащ пазар ден напред в съответствие с европейската законодателна рамка. Отчитайки предстоящото стартиране на локален пазар в съответствие с европейската целева рамка, обявено за юни 2020 г., с цел максимално

<sup>8</sup> Пазарното обединение на границите DE-AT-PL с 4М МС, което включва шест граници: PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT и HU-AT

<sup>9</sup> Italian Borders Working Table

бързото стартиране на проект за пазарно обединение, гръцките и българските преносни и пазарни оператори (ЕСО, БНЕБ, IPTO, НЕЕХ), подкрепени от националните регулаторни органи (КЕБР и ANRE), подадоха заявление за присъединяване на българската пазарна зона, чрез българо-гръцката граница към инициативата IBWT. ЕСО и БНЕБ получиха всички необходими одобрения от регулаторните органи и Управителния комитет на проекта, като подписаха документите за присъединяване към него и се включиха във всички негови работни групи.

В началото на 2020 г. българските и гръцките страни съгласуваха детайлна пътна карта на проекта и одобриха архитектурата на бизнес процесите на пазарното обединение. Очаква се пазарното обединение на българо-гръцка граница да се реализира с хоризонт първо тримесечие на 2021 г.

Навременното въвеждане на проекта в реална работа е в пряка зависимост от стартирането на локален пазар на територията на гръцката пазарна зона и осъществяването на пазарното обединение на гръцко-италианската граница, което предшества обединението на българо-гръцката граница.

## ПАЗАР В РАМКИТЕ НА ДЕНЯ

Единният интегриран пазар в рамките на деня позволява непрекъснатата трансгранична търговия, насърчава конкуренцията и увеличава ликвидността, като позволява по-ефективно използване на ресурсите за производство на електроенергия в Европа. 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.

Инициативата за европейска трансгранична търговия в рамките на деня - проектът XBID<sup>10</sup> стартира като съвместна инициатива на европейските електроенергийни борси, заедно с операторите на преносни системи от 12

страни от Централна и Западна Европа, с цел създаване на единното пазарно обединение в рамките на деня (SIDC<sup>11</sup>), което да увеличи цялостната ефективност на пазара във времеви сегмент в съответствие с изискванията на САСМ.

Първоначално проектът включва европейските енергийни борси: EMCO, EPEX SPOT, GME и OMIE и европейските преносни оператори: 50 Hertz, Amprion, APG, BritNed, Creos, Elia, Energinet, Fingrid, National Grid Interconnectors, RTE, Statnett, Svenska Kraftnät, Swissgrid, TenneT BV, TenneT GmbH и TransnetBW. От стартирането на проекта обхватът е значително разширен, като към момента всички членове на Европейския съюз са част от него, за да бъде завършен Европейският целеви модел. За пълното обединение на пазара в рамките на деня са предвидени три вълни на пазарна интеграция:

- Първата вълна е в реална работа от юни 2018 г. и включва 14 държави: Австрия, Белгия, Дания, Естония, Финландия, Франция, Германия, Латвия, Литва, Норвегия, Холандия, Португалия, Испания и Швеция.
- Втората вълна е в реална работа от ноември 2019 г., когато към единния пазар се присъедини и България заедно с още шест държави членки: Румъния, Унгария, Хърватска, Словения, Чехия, Полша.
- Третата вълна за пазарна интеграция на пазарите в рамките на деня предстои да бъде въведена в реална работа, като стартът ѝ е предвиден за първото тримесечие на 2021 г. и включва италианските граници и българо-гръцката граница.

Основната цел на проекта е създаването на решение за трансгранична имплицитна непрекъсната търговия в рамките на деня в Европа. Системата XBID е разработена от Deutsche Borse AG (DBAG) и позволява оферти, въведени от участници на пазара за непрекъсната търговия в една пазарна зона, да бъдат съчетани с оферти, представени от участници във всяка друга пазарна зона, в рамките на обхвата на проекта, стига да има наличен капацитет за търговия. Решението в рамките на деня се основава на имплицитна търговия (едновременно разпределяне на енергия и капацитет), като също дава възможност и за експлицитно разпределяне на капацитет, тоест, отделно разпределяне на капацитета от енергията.

Системата XBID позволява трансграничната

<sup>10</sup> Cross-Border Intraday Market project

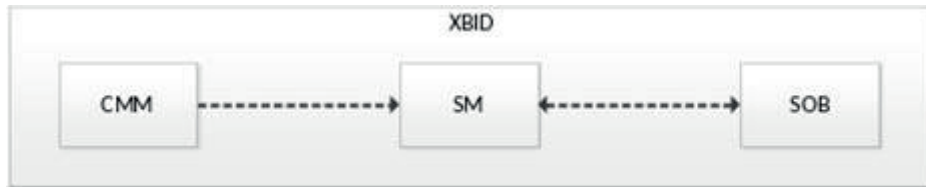
<sup>11</sup> Single Intraday Coupling

търговия на електрическа енергия до един час преди реалната доставка, като по време на активната фаза на търговия се осигурява непрекъсната актуализация на активните оферти и наличните капацитети в съответствие със сключените сделки.

Системата XBID е 24/7 решение за търговия с енергия, което свързва локалните системи за търговия и наличните трансгранични капацитети,

с цел да се осъществи трансгранична търговия в рамките на деня и се състои от три модула:

- Модул за управление на офертите (SOB - Shared Order Book);
- Модул за управление на капацитета (CMM - Capacity Management Module);
- Модул за резултатите (SM - Shipping Module).



Фигура 2

Източник: SIDC (XBID)

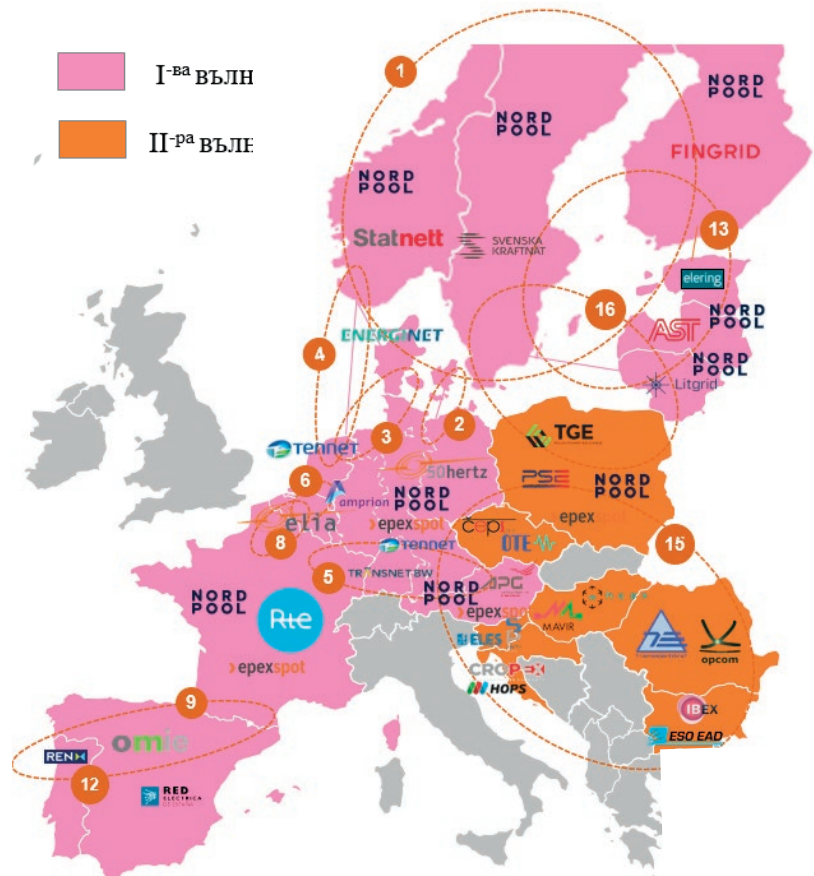
SOB Модулът съдържа основната функционалност и осъществява трансгранична непрекъсната търговия между различните пазарни зони. Офертите се подават към този модул от всички свързани локални търговски системи, управлявани от съответните борсови оператори. Чрез концепцията за общо управление, офертите, въведени в една пазарна зона, се показват в свързаните пазарни зони, ако има достатъчен капацитет за пренос между тях.

Първата вълна на пазарна интеграция включи тринадесет локални проекта, а втората вълна се реализира посредством два локални проекта (LIP 15 и LIP 16). Очаква се третата вълна да включва един локален проект (LIP 14). На фигурата по-долу е представен обхватът на проектите, част от първата и втората вълна на пазарна интеграция, които са в оперативна работа.

Наличният преносен капацитет се управлява от операторите на преносни системи (ОПС) чрез модула за управление на капацитета на XBID - CMM. Чрез този модул се предлага трансграничен капацитет между всички зони. Той се предоставя на SOB модула чрез интерфейс, който от своя страна изпраща тази информация до всички свързани локални търговски системи.

SM модула обхваща дейностите, свързани с обработката на търговските данни, както и създаването на файлове с резултати и предоставянето им към локалните системи и външните получатели. Файловете, които са достъпни в SM съдържат информация за резултатите от търговията след прилагането на XBID решението. Модулът SM получава данни от SOB за всички сключени сделки между две различни зони за доставка, както и в една и съща зона за доставка.

Пазарно обединение на пазарите в рамките на деня се осъществява посредством т. нар. локални проекти (LIP<sup>12</sup>).



Фигура 3

Източник: SIDC (XBID)

<sup>12</sup> Local implementation projects



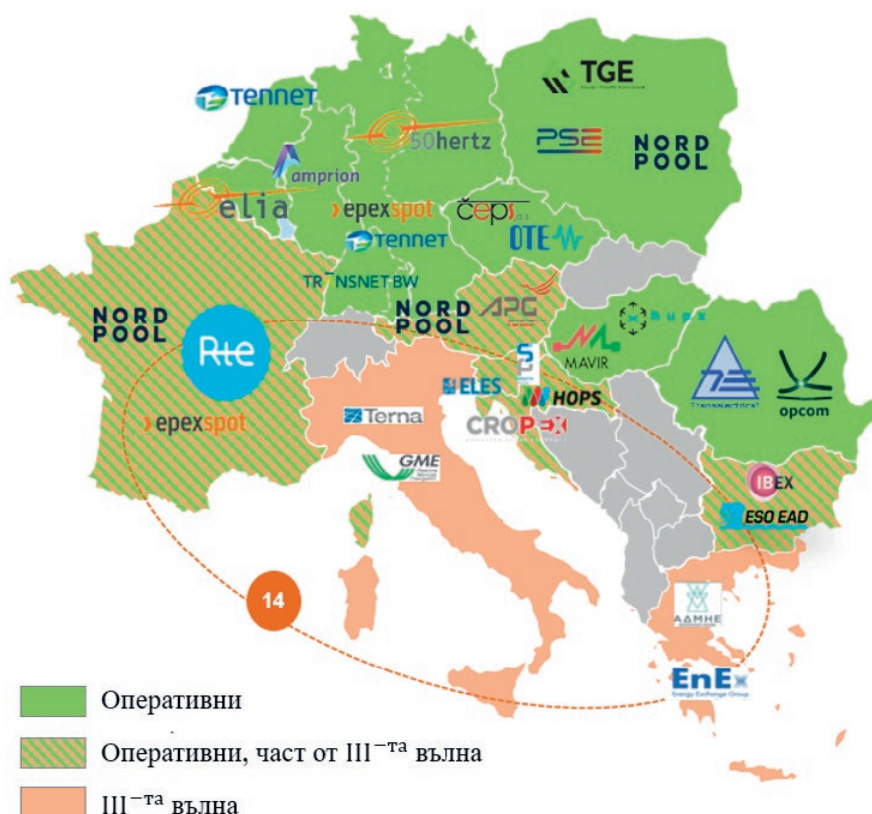
## БЪЛГАРСКИЯТ ПАЗАР В РАМКИТЕ НА ДЕНЯ

България стартира локален пазар в рамките на деня през месец април 2018 г.

ЕСО и българският борсов оператор са пълноправни членове на SIDC обединението от края на 2018 г., като са оперативни страни от 19 ноември 2019 г., чрез реализирането на проекта LIP 15, който беше част от втората вълна на пазарното обединение на пазарите в рамките

на деня. Българската пазарна зона стана част от единния пазар в рамките на деня посредством българо-румънската граница.

В краткосрочен план се очаква да се реализира и пазарното обединение с Гърция. ЕСО и БНЕБ са част от третата вълна за обединение на пазарите в рамките на деня, чрез локалния проект LIP 14 (фигура 4), включващ италианските граници и българо-гръцката граница. Третата вълна за пазарна интеграция във времевия сегмент се очаква да стартира през първото тримесечие на 2021 г.



Фигура 4

Източник: SIDC (XBID)

В заключение следва да се отбележи, че европейските обединения на пазарите ден напред и в рамките на деня са ключов компонент от завършването на вътрешния за общността пазар. Единният пазар на електрическа енергия насърчава ефективната конкуренция и ценообразуване и увеличава ликвидността, като дава възможност за по-ефективно използване на ресурсите за производство в Европа.

С новата законодателна рамка в лицето на пакета „Чиста енергия за всички европейци“ и инициативата за „Зелената сделка“, анонсирана от ЕК в края на 2019 г., се налага създаването на един нов пазарен модел със значителен дял на непостоянното производство, който ще

превърне ефективното свързване на пазарите във важен инструмент за преодоляване на предстоящите предизвикателства и постигането на необходимото ниво на сигурност на снабдяването.

## ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

1. <https://www.epexspot.com/en/>;
2. <https://www.entsoe.eu/>;
3. <http://www.ibex.bg/bg/>;
4. <https://www.nordpoolgroup.com/>;
5. [www.bsp-southpool.com](http://www.bsp-southpool.com/);
6. Проектите: MRC, PCR, SDAC, SIDC, XBID, IBWT, LIP 15 и LIP 14.

# ДО 2025 ГОДИНА ВСИЧКИ ПОТРЕБИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ ТРЯБВА ДА ИЗЛЯЗАТ НА СВОБОДНИЯ ПАЗАР

До края на 2025 година всички потребители на електроенергия ще се снабдяват по свободно договорени цени. Това предвиждат ангажиментите на страната ни в изпълнение на нормативните изисквания на Европейския съюз. С оглед поетапното преустановяване на хибридният модел на електроенергийния пазар и мерките за защита на уязвимите потребители, с промени в Закона за енергетиката от 1 юли 2020 година на свободния пазар трябваше да излязат всички небитови потребители, които са присъединени към разпределителната мрежа на мощност от 30 и повече kV, както и домакинствата, които са присъединени на 50 и повече kV. Създалата се безпрецедентна ситуация с мерките за ограничаване разпространението на COVID-19 отложи мярката за 1 септември 2020 година заради невъзможността текстовете, които уреждат промяната, да бъдат подложени на обществено обсъждане и дебатирани в Народното събрание.

Реформата цели да ускори развитието на конкурентен енергиен пазар, интегриран към общия европейски електроенергиен пазар, да стимулира енергийната ефективност и по-широкото използване на ВЕИ сред потребителите.

По данни на КЕВР през 2018 година в електроенергийния пазар регулираният дял е 38 %. Пазарът на дребно на електрическа енергия в България е частично либерализиран. От 2007 г. всички крайни клиенти могат да купуват електрическа енергия по договорени цени като свободно избират своя доставчик. Освен това, за определена категория крайни клиенти, в това число и битовите, е осигурена възможност да купуват електрическа енергия по регулирани цени от краен снабдител за съответната територия.

От 01.09.2020 г. се предлага по-малките промишлени и по-големите битови потребители да купуват електроенергия по свободно

договорени цени от борсовия пазарен оператор. Това е следващата стъпка в процеса на пълна либерализация на електроенергийния пазар.

Разграничението за потребителите ще се определя на база присъединена към електроразпределителната мрежа мощност. За бизнес-клиентите граничният показател е равна и по-голяма от 30 kW присъединена мощност, а за домакинствата – равна и по-голяма от 50 kW. С цел да няма спекулации ще се отчетат данни за присъединените капацитети към 1 януари 2020.

Друга подготвяна стъпка за ускоряване на либерализацията на свободния пазар на електроенергия е свързана с нормативни промени в правилата за търговия с електрическа енергия, с които ще се задължат и производителите от възобновяеми източници и тези с високо ефективно комбинирано производство с обща инсталирана мощност от 1MW до 4MW да продават цялото произведено количество енергия на различните сегменти на организирания борсов пазар.

Следващите стъпки, които предстоят до края на 2025 г., когато всички потребители трябва да се снабдяват с електроенергия от свободния пазар, ще бъдат съпроводени от мащабна комуникационна и информационна кампания. Въпросът е особено чувствителен от социална гледна точка и Министерство на енергетиката съвместно с МТСП изработват механизъм за защита на уязвимите групи потребители.

Търсят се възможности, чрез въвеждане на някакъв вид регулация върху търговците, да се осигури равнопоставеност при сключване на договор между тях и потребителите. Обмисля се КЕВР да разработи платформа за сравнение на офертите на търговците на електроенергия, която да улеснява потребителите в избора им на доставчик.

# НЕОБХОДИМИ МЕРКИ ЗА ЗАЩИТА НА УЯЗВИМИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ПРИ ВЪВЕЖДАНЕ ПЪЛНА ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НА ПАЗАРА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ ДО 2025 ГОДИНА

Статия на Петър Кисьов - експерт в Енергийна агенция - Пловдив

Домакинствата в България са изправени пред нова реалност - плавен преход към пълна либерализация на електроенергийния пазар и премахването на регулираните тарифи за електроенергия. В началото на либерализацията в регулираната цена за бита ще се включи минимален процент от борсовата цена, а последствие делът на пазарната съставка постепенно ще се увеличава.



Енергийната бедност е различен феномен във всяка страна от страните в Европа и се нуждае от различни решения. Най-често тя се свързва със следните 3 индикатора - 1) ниски доходи на домакинствата, 2) висока (потенциално висока) цена за отопление и 3) ниски нива на енергийна ефективност на жилищата и на системите за отопление.

Самата енергийната бедност е сложен феномен, за чието справяне няма еднозначно решение. В България ситуацията може да бъде очертана така:

1) жилищните сгради са с нисък клас на

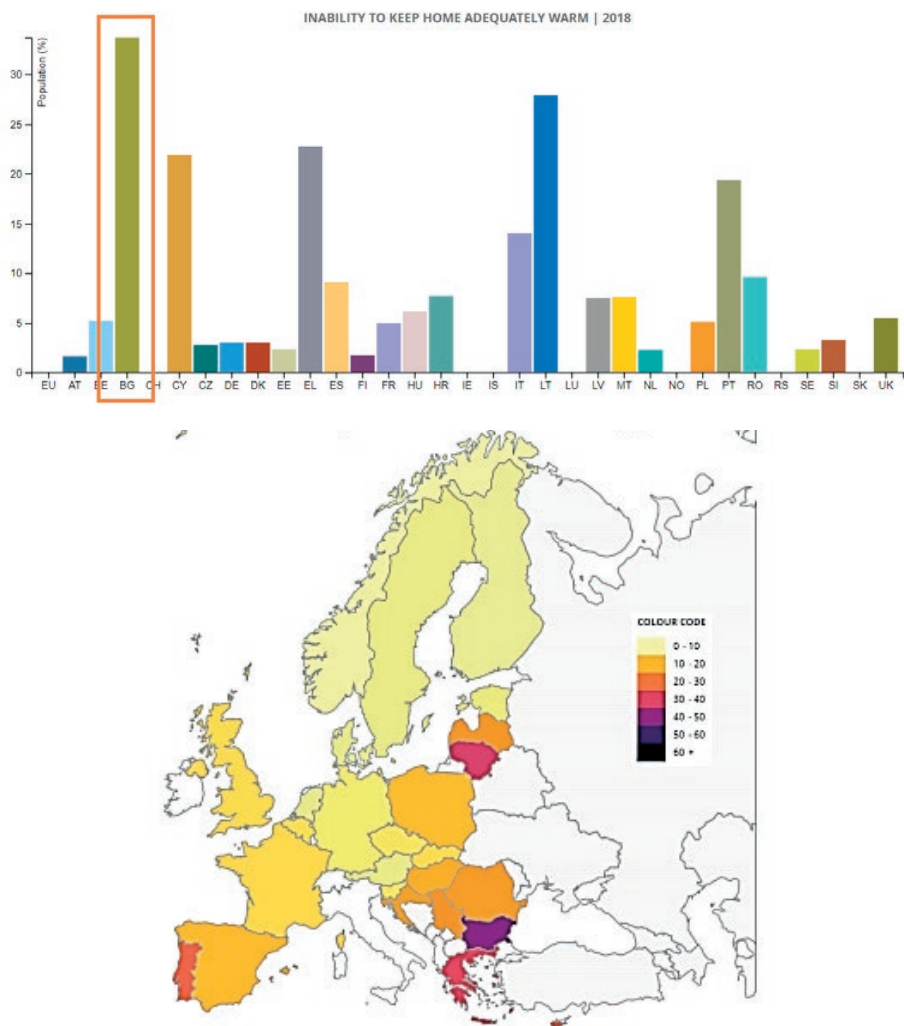
енергийна ефективност, което води до невъзможност за постигане на необходимото ниво на битови енергийни услуги;

2) използва се остарял, неефективен модел на отопление - водещ до потенциално високи разходи за отопление и до замърсяване на въздуха, чрез горене на сурова дървесина и въглища;

3) ограничени познания за потреблението на енергия, ползите от модерните съоръжения и др.

За илюстриране мащаба на проблема може да се произходи от три типа налични статистики за България:

1) **Невъзможност за адекватно отопление на дома** - самоотчитащ се индикатор от Евростат - базиран на SILC, 33,7 % от населението в България отговаря, че не може да поддържа достатъчен топлинен комфорт в своето домакинство, в сравнение със 7.4 % средно за ЕС-28.



2) Бенефициентите на програма „Целева помощ за отопление“ – между **210 до 250 хил. семейства**

3) Механизъм за защита на „уязвимите клиенти“ – около **500 хил. семейства**

По-конкретно, бе необходимо да се поставят национални цели по отношение на борбата с енергийната бедност, в т.ч. идентифицирането на конкретен брой енергийно бедни и времеви диапазон за смекчаването на проблема.

Целите, които си поставя България в Интегрираният план в областта на енергетиката и климата, използвайки системата за социално подпомагане са:

## СЪЩЕСТВУВАЩИТЕ ПРАКТИКИ И НАБЕЛЯЗАНИТЕ МЕХАНИЗМИ

Основавайки се на енергийния договор от Лисабон и приемането на Третия енергиен пакет, страните членки се задължиха да предприемат адекватни мерки за защита на уязвимите потребители, в резултат от либерализацията на електроенергийния пазар. За целта пакетът Чиста енергия за всички европейци изискваше от страните членки да **припознаят енергийната бедност** в интегрирания план в областта на енергетиката и климата и създадат мерки за справяне с нея.

- осигуряване адекватна защита за енергийно бедните лица с предоставяне на целеви помощи за отопление;
- прилагане на механизъм за защита на уязвимите клиенти при стартиране на процеса към пълна либерализация;
- обновяване на сградния фонд;
- повишаване на енергийната ефективност при уязвими клиенти, включително домакинства, засегнати от енергийна бедност.

## ИДЕНТИФИЦИРАНИТЕ МЕХАНИЗМИ ЗА СМЕКЧАВАНЕ НА ЕНЕРГИЙНАТА БЕДНОСТ

### Програма „Целева помощ за отопление“

Предоставяне на социална помощ за отоплителни нужди. По официални данни на Агенцията за социално подпомагане от 206 хил. до 260 хил. домакинства получават помощи за отопление. Това води до изразходването на около 75 млн. лева годишно за доходно и енергийно подпомагане на уязвими домакинства.

### Механизъм за защита на уязвимите клиенти

„Уязвими клиенти“ са битови клиенти, в чиито обекти, снабдявани с електрическа енергия, живеят лица, които поради възраст, здравословно състояние или доход са в риск от социално изключване във връзка със снабдяването и потреблението на електрическа енергия. Ползват мерки за социална защита за осигуряване на необходимите им доставки на електрическа енергия.

## ВЪЗМОЖНОСТИТЕ ЗА ЗАЩИТА НА УЯЗВИМИТЕ ГРУПИ В КОНТЕКСТА НА ПРЕДСТОЯЩАТА ПЪЛНА ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НА ПАЗАРА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

Сериозността и дълбочината на проблема, и необходимостта от защита на енергийно уязвимите потребители налагат реализирането на нови механизми, схеми и политики. Целта е създаването на условия за потребителите да:

- повишат енергийната си ефективност;
- произвеждат и потребяват собствено електрическа енергия от ВЕИ;
- продават електрическа енергия;
- се организират в енергийни кооперативи, използват услугите на агрегатор и др.

### Възможности на национално ниво

Енергийната система на ЕС е в състояние на дълбока промяна – необходим е преход от големи енергийни системи към децентрализирано производство на електроенергия от ВЕИ. Общата цел за

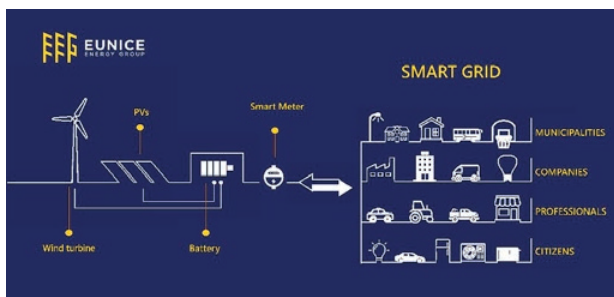
декарбонизацията на енергийната система създава нови възможности и предизвикателства за участниците на пазара. Новите технологични разработки позволяват много на брой форми за директно участие на потребителите, в т.ч. и на „уязвимите групи“. Те не само ще имат възможност, а е реално необходимо да бъдат поощрени да участват в енергийния преход, управлявайки потреблението си и осигурявайки енергийно ефективни решения. Това все още не е законодателно уредено, но органите, формиращи енергийната политика, работят за предприемане в къс срок на адекватни мерки.

Страната ни се готви за създаване на нужното законодателство, което да е в унисон със съвременните тенденции за електрификация, декарбонизация и децентрализация. Тези промени ще наложат двупосочното използване на мрежата от множество потребители.

## 1. ВЪВЕЖДАНЕ НА АДЕКВАТНО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО ЗА ЕНЕРГИЙНИТЕ КООПЕРАТИВИ

Една от първите стъпки в тази посока е въвеждането на необходимото законодателство и правила за създаването и оперирането на енергийните кооперативи. Това ще даде възможност на групи от потребители да произвеждат, съхраняват и отдават един на друг възобновяема енергия, да инвестират в подобна инфраструктура, както и да имат възможност да получават грантове, напр. в случая на уязвимите групи.

*„Енергийната общност е партньорство между различни видове енергийни потребители и организации, които произвеждат, консумират и споделят необходимата енергия между членовете на общността. В глобален мащаб това развитие може да се разглежда като „енергийна демокрация“, която позволява осигуряването на адекватно енергоснабдяване между потребителите по устойчив и достъпен начин, и следователно разрушава традиционната връзка между отделния потребител на енергия и монополистичния енергиен доставчик.“*



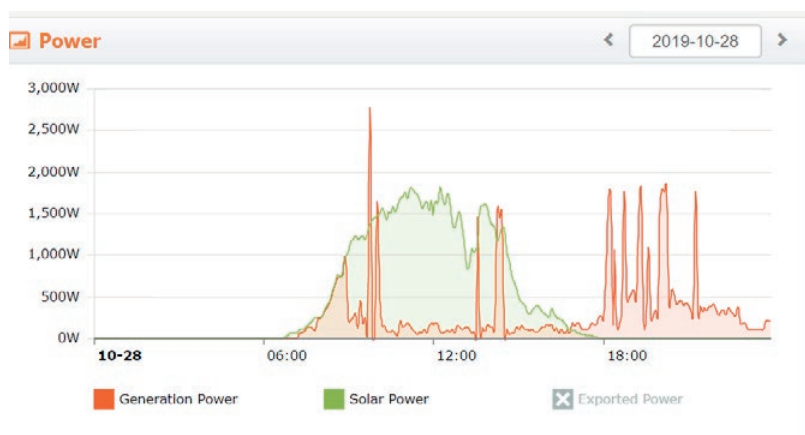
При въвеждането на законодателство за Енергийните кооперативи (ЕК) е също така необходимо да се предоставят права за:

- привличане финансиране за инвестиции за реализиране на ВЕИ инсталации (PV, малки вятърни турбини, биогаз инсталации, когенерации и др.) - т.е. енергийни кооперативи от уязвими групи да могат да получават грантово финансиране.
- развиване на дейности по подкрепа на уязвимите групи за борба с енергийната бедност, като предоставяне на възобновяема електроенергия, възможност за нет-метъринг, мерки за подобряване на енергийната ефективност и др., които водят до намаляването на потреблението в домакинствата.

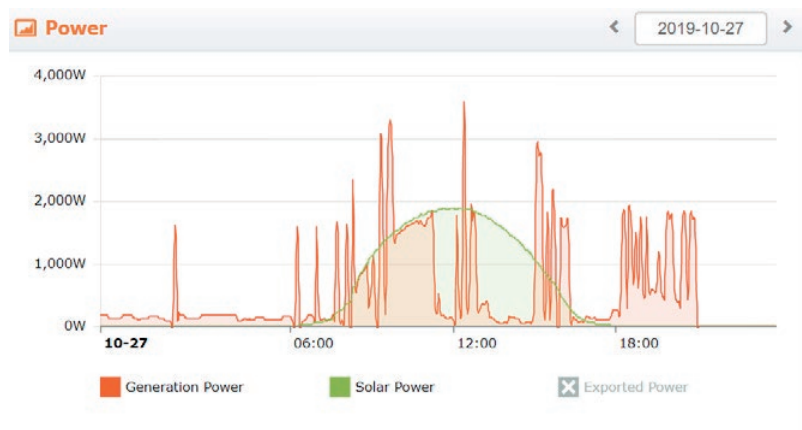
## 2. ВЪВЕЖДАНЕ НА НЕТ-МЕТЪРИНГ СХЕМА ЗА ДОМАКИНСТВАТА ЗА ИНСТАЛАЦИИ ДО 6 kWp ИЛИ ДО 50 % ОТ ИНСТАЛИРАНИЯ КАПАЦИТЕТ ПРИ ПОНЕ 40 % ДЯЛ НА ДИРЕКТНАТА КОНСУМАЦИЯ

Друго основно средство да смекчаването на енергийната бедност и последващото масово проникване на PV технологията, независимо от постоянно намаляващите цени, е приемане на законодателство, ориентирано към интересите на потребителя. Преди всичко за третиране на количеството електрическа енергия, което не е използвано за собствено потребление, т.нар. излишък.

Разглеждайки дневния профил на 2.7 kWp PV инсталация, реализирана в среднестатистическо българско домакинство, виждаме, че огромен дял от произведената PV енергия не успява да се консумира директно. Без наличието на подходяща схема за управление и система за съхранение на енергията (CSE), т.нар. излишък е необходимо да се върне в мрежата. Ако не се върне в мрежата остава една неоправдана загуба.



Директна PV консумация от 2.7 kWp инсталация - делничен ден



Директна PV консумация от 2.7 kWp инсталация

Легенда: червена линия - консумация, зелена линия - производство

Детайлен мониторинг, реализиран в 4 сградни PV инсталации (2.70 kWp PV система + 9.6kWh LiFePO4 батерия, с 5 kW хибриден инвертор) по проект PV-ESTIA<sup>1</sup>, демонстрира, че средните годишни нива на директна PV консумация от 4 броя PV системи с капацитет от 2.7 kWp, разположени в ЮЦР, през 2019г. е 50.2 %. От данните от мониторинга следва да заключим, че половината от енергията не може да се изконсумира директно и следва да се върне в мрежата. Така функционираща схемата поражда финансов дисбаланс между закупена и продадена енергия, а и е свързана с административни бариери по осчетоводяване на прихода, което прави схемата и PV инсталациите трудно приложими, особено за уязвимите потребители. Ето защо е целесъобразно пълното въвеждане на схемата нет-метеринг за всички потребители, което ще повлияе положително и върху уязвимите групи, при инсталации до 6 kWp или до 50 % от инсталирания капацитет при поне 40 % директна консумация. Възможно е да се разгледа и нет-метъринг схема с въвеждането на приемлива такса за мрежовите услуги, например до 60 лв. на година.

При въвеждането на схемата ще се позволи на потребителите да акумулират значителна част от потребната електроенергия и да използват това електричество по всяко време в рамките на една година, а не в моментите на нейната генерация, което ще им осигури независимост и ще ги предпази от енергийна уязвимост.

### **3. ВЪВЕЖДАНЕТО НА ВИРТУАЛЕН МЕТЪРИНГ ПОД ФОРМАТА НА ЕНЕРГИЙНИ КООПЕРАТИВИ**

Голяма част от сградния фонд в България, както и съществуващото законодателство за Етажната собственост, са бариера пред реализирането на покривни PV системи за собствено генериране на енергия. Особени затруднения възникват в градската среда, където в новите сгради липсва достатъчна площ за инсталирането на PV инсталации за всички нейни потребители. Това налага осъвременяване на съществуващото законодателство за виртуален метъринг, който евентуално да се превърне във виртуален нет-метеринг. Наличието на подобна практика ще повлияе положително и върху уязвимите групи.

В Литва вече действа законодателство, което позволява дялова инвестиция в енергийни кооперативи, реализиращи мащабни PV проекти с индивидуален капацитет, задоволяващ нетната годишна консумация на потребителя,

като единственото условие е те да заплащат минимални такси за мрежови услуги. Подобен мащабен подход позволява минимизиране на капиталовите и експлоатационните разходи, намалява бюрократичните стъпки за реализирането на собствена покривна инсталация и води до енергийна независимост, която е предпоставка за смекчаването на енергийната уязвимост.

В законодателството на Гърция по отношение на енергийните кооперативи също се дава възможност за виртуален нет-метъринг за уязвимите групи. Единственото условие е, тази разлика да не се компенсира, ако годишното производство от PV инсталация надвишава годишната електроконсумация на домакинството.

Въвеждането на законодателни и регулативни промени, позволяващи нет-метъринг и виртуален нет-метеринг ще улеснят реализирането на предложените подходи. Това е огромна предпоставка за много по-широкото и ускорено внедряване на ВЕИ в бита. Така ще се повлияе смекчаващо и върху енергийната бедност. Т.е. предвидените в набелязания план за защита на уязвимите групи средства за 500 000 домакинства, които безвъзмездно да получават 100 kWh или 150 kWh електроенергия в рамките на 5 години, да бъдат инвестирани за целево обединение в енергийни кооперативи и изграждането на децентрализирани ВЕИ инсталации, които да покриват известна част от базовата консумация, или да се предоставят като грантове за реализирането на подобни инсталации. Проектите могат да получат допълнително финансиране от Задължените лица по схемата за задължения за енергийни спестявания и Кохезионните фондове.

### **4. ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА ПРОГРАМА „ЦЕЛЕВА ПОМОЩ ЗА ОТОПЛЕНИЕ“ ОТ ПРОГРАМА ЗА ПРЕДОСТАВЯНЕ НА ДОХОДИ В ПРОГРАМА ЗА СМЕКЧАВАНЕ НА ЕНЕРГИЙНАТА БЕДНОСТ**

Така опериращата програма прилича повече на програма за предоставяне на доходи, а не на програма за справяне с енергийната бедност. За да бъде истинска програмата за борба с енергийната бедност, е необходимо тя да води до подобрения на енергийната ефективност, като се следят определени енергийни индикатори – консумация, ниво на ЕЕ и др.

<sup>1</sup> <https://www.pv-estia.eu/>

За целта предлагаме:

1. Търсенето на решения за постигане на устойчиви резултати - приоритетно пренасочване на средства от други финансови механизми с цел замяна на отоплителните съоръжения в домакинствата - бенефициенти по програмата (по примера на ОПОС - Чист въздух) и повишаване на енергийната ефективност в тях, така че ефективно да се използват модерни горива или др. модерни форми на отопление.
2. Търсене на възможности за кръстосано подпомагане/ финансиране от схемата от Задължените лица по Схемата за задължения за енергийни спестявания.
3. Въвеждане на критерий за допустимост за участие при използването на уред с висока енергийна ефективност (при наличието на условията по т.1).
4. Регулярно повишаване на осведомеността на бенефициентите - НОРВЕЖКИ ФИНАНСОВ МЕХАНИЗЪМ или др.

Реализирането на подобен устойчив подход в дългосрочен план ще може да позволи намаляването на годишната субсидия в резултат от подобрената енергийна ефективност или до разширяването на кръга от бенефициенти, запазвайки същата финансова стойност на програмата.



# НАЦИОНАЛНИЯТ ИНТЕГРИРАН ПЛАН В ОБЛАСТТА НА ЕНЕРГЕТИКАТА И КЛИМАТА 2021-2030 ГОДИНА В ОТГОВОР НА ЦЕЛТА ЗА КЛИМАТИЧНО НЕУТРАЛНА ЕВРОПА

Заложените приоритети в приетия в края на февруари месец тази година от Министерския съвет Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата на Република България очертават визията за мерките и инструментите за прилагане от страната ни на петте приоритета на Енергийния съюз – декарбонизация, енергийна ефективност, енергийна сигурност, вътрешен енергиен пазар и иновации.

За следващите 10 години се прогнозира електропотреблението да достигне до приблизително 48 000 GWh. Към 2030 година се очаква инсталираните мощности в страната да бъдат около 14600 MW при прогнозен максимален товар от 8100 MW. В борбата с климатичните промени ще се разчита и на ядрената енергия.

Възможността за обмен на електрическа енергия със съседните електроенергийни системи е важен фактор за повишаване сигурността на националната електроенергийна система. Заложената в плана цел за постигане на поне 15% междусистемна свързаност спрямо инсталираната генерация ще спомогне за интеграцията на българския електроенергиен пазар в регионалния и общоевропейския, с крайна цел - установяване на общ пазар на електроенергия в Общността. След изграждане на новите междусистемни електропроводи по прогнозни данни за 2030 г. ще се постигне 6 200 MW преносен капацитет при внос и износ.

Интеграцията на ВЕИ и повишаването на енергийната ефективност ще се реализират основно с частни инвестиции. Националната индикативна цел от 27% дял на енергията от ВЕИ в общия енергиен микс ще се постига чрез изграждане изцяло на пазарен принцип, без държавна финансова или инвестиционна подкрепа. До 2030 г. производството на електроенергия от ВЕЦ ще се запази на нивата от 2020 г., поради което не се налага изграждането на нови ВЕЦ.

Разработването и внедряването на „умни мрежи“ също ще способства за разрастването на децентрализираното производство на електроенергия и съответно увеличаване дела на ВЕИ в горивно-енергийния баланс на страната.

Интегрираният национален план в областта на енергетиката и климата поставя също акцент върху алтернативните политики и мерките за насърчаване на енергийната ефективност във всяка област на икономиката, като основен фактор за по-добро използване на енергийните ресурси на страната ни и разглежда възможностите за използване на нови високоефективни енергийни технологии.

Запазването на въглищните централи като основни базови мощности в страната до 2030 г. с хоризонт 2050 е един от приоритетите, очертан от Плана. В него е посочен делът на въглищните

ТЕЦ през 2030 г. да е 30 %, с перспектива за намаление до 15 % през 2035.

В съответствие с регламентите на ЕС, електроенергийният пазар в страната ще се либерализира поетапно с акцент върху защитата на енергийно уязвимите потребители. Крайният срок за отпадането на регулираната част на пазара е края на 2025 г. Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия е предпоставка за постигане на целта за пълна интеграция на пазара на електрическа енергия към общия европейски енергиен пазар и ще създаде условия за повишаване гъвкавостта на системата.

Източниците и маршрутите за природен газ ще се диверсифицират чрез реализацията на различни енергийни проекти - междусистемните газови връзки със съседните страни, участието в изграждането на терминала за втечен природен газ в Александрополис и др.

Това са само някои от дефинираните в стратегическия документ национални цели, които в унисон с европейските такива, трябва да способстват за постигане на амбициозните европейски дългосрочни приоритети за намаляване на въглеродните емисии и прехода към декарбонизирана икономика.

## **НАД 1 МИЛИОН ЛЕВА ОТ МЕХАНИЗМА ЗА СПРАВЕДЛИВ ПРЕХОД ЗА БЪЛГАРСКИТЕ РЕГИОНИ В ПРЕХОД КЪМ НИСКОВЪГЛЕРОДНА ИКОНОМИКА**

В подкрепа на България по пътя към постигане на европейските цели за климатична неутралност от Механизма за справедлив преход ще бъдат осигурени над 1 милион лева за регионите у нас с най-голям въглероден интензитет и с най-много хора, работещи в сферата на изкопаемите горива. Средствата целево се предоставят за районите около Стара Загора, Кюстендил и Перник за преодоляване на социално-икономическите ефекти от декарбонизиране на икономиката.

Тези средства - 1 млн. и 100 хиляди лева, ще подпомогнат както преквалификацията на заетите в подлежащите на трансформация сектори, така и създаването на нови работни места в екологосъобразни дейности. Атрактивни условия за привличане на публични и частни инвестиции и облекчен достъп до финансиране ще се стимулират изграждането и развитието на нови предприятия, стартиране и разработки на научно-изследователски проекти и иновации в областта на нисковъглеродната икономика.





В представения от Европейската комисия през януари Инвестиционен план за устойчива Европа е определено финансирането на Механизма за справедлив преход чрез три стълба: фонд за справедлив преход, специална схема за справедлив преход по InvestEU и нов инструмент за заем в публичния сектор от Европейската инвестиционна банка. За тези цели на Европейския съюз се очаква стойността на мобилизираните инвестиции да достигне над 1 трилион евро.

С този инструмент се гарантира справедливост на прехода към климатично неутрална икономика в Европа, съобразен с конкретните нужди на отделните страни за финансова и практическа подкрепа.

Държавите членки ще получат достъп до целевите средства срещу планове за справедлив преход до 2030 г. с посочване на най-засегнатите региони. Плановете трябва да съдържат ефективни и комплексни методи и проекти за преодоляване на социалните, икономическите и екологичните предизвикателства.

## АЛТЕРНАТИВНИ МЕТОДИ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА ВЪГЛИЩАТА

Възможността за запазване работата на топлоелектрическите централи в България, чрез алтернативни методи за използване на въглищата от „Мини Марица - изток“, беше и основен акцент на проведената през март месец среща между енергийни експерти към Департамента по енергетика на САЩ и представители на Министерството на енергетиката на България, и минния комплекс.



Разговорите се осъществяват в рамките на Стратегическия диалог на високо равнище – форум за консултации и сътрудничество по глобални, регионални и двустранни въпроси от взаимен интерес между двете страни. Обсъдена е била и възможността за съвместно сътрудничество на базата на опита и разработените технологии в САЩ. Американските експерти са представили нови изследвания, свързани с развитието на енергийните системи, работещи на въглища, и технологиите за улавяне и съхранение на въглероден диоксид.

## **ПРОЕКТЪТ „АЕЦ БЕЛЕНЕ“ - ЕДИН ОТ ПЪТИЩАТА ЗА ПОСТИГАНЕ НА НИСКОВЪГЛЕРОДНА ИКОНОМИКА**

*Удължава се срокът за подаване на обвързваща оферта за реализация на втората атомна електроцентрала у нас.*

Световната криза с пандемията от COVID-19 принуди институциите в много оперативен порядък да ревизират текущите срокове на дългосрочните си проекти. Енергийният сектор със своето стратегическо значение доказва и в тази безпрецедентна ситуация стабилност и гъвкавост, за да осигури непрекъснато и безпроблемно функциониране на системите. Плановите с дългосрочен хоризонт обаче резонно претърпяха адекватна ревизия. Министърът на енергетиката Теменужка Петкова подчерта финансово стабилното състояние на енергийния сектор и изтъкна необходимостта от преосмисляне на някои от предварително заложените планове с оглед опазването живота и здравето на хората, и осигуряване на безопасната им работа.

В резултат на предприетите в национален и международен мащаб превантивни мерки срещу разпространението на коронавируса дейностите по основните енергийни проекти в страната бяха реорганизирани. Така се случи и със срока за подаване на обвързващи оферти за реализацията на проекта АЕЦ „Белене“.

Министър Петкова обяви, че проблемът с COVID-19 е наложил отлагане на някои предварително договорени и планирани параметри на проектите. Наложил се удължаване на крайния срок за подаване на обвързващи оферти от кандидатите за стратегически инвеститор за реализацията на АЕЦ „Белене“. Всички дейности по проекта бяха съобразени с извънредната ситуация, а на 2 април беше подписано споразумение за конфиденциалност с кандидатите за стратегически инвеститори и на всеки от тях беше предоставен информационен меморандум. Енергийният министър категорично заяви, че и петте компании, потвърдили желание да подадат

обвързваща оферта, запазват интереса си към проекта. Кандидати са Китайската национална ядрена корпорация (CNNC), „Атоменергопром“ АД, част от Росатом, Корейската хидро-ядрена корпорация, Фраматом САС, Франция, и Дженерал Електрик, САЩ.

Работата по реализацията на проекта се възобнови с Решение на Народното събрание от 2018 г., базирано на обстоен анализ на необходимостта от нова ядрена мощност в България за следващите десетилетия и оценката на възможностите за реализация на вече платеното и доставено ядрено оборудване. В решението като задължително условие беше заложено централата да бъде изградена изцяло на пазарен принцип, без сключване на дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия от държавата и без предоставяне на държавни гаранции. Българската страна, чрез НЕК участва в проектната компанията с апортна вноска на активите - лицензираната площадка, наличното оборудване, разрешения и други документи, свързани с проекта, и запазва блокираща квота при вземането на решения от общото събрание на акционерите.

В края на месец май 2019 година на страниците на Официален вестник на ЕС беше публикувана покана за участие в процедурата за избор на стратегически инвеститор с предоставена възможност за заявяване на интерес за придобиване на миноритарно участие в бъдещата проектна компания, както и за закупуване на електрическа енергия от бъдещата електроцентрала. В обявения 90-дневен срок тринайсет кандидати подадоха заявления, а седем от тях заявиха интерес да участват като стратегически инвеститор. След обстойно проучване и анализ на заявленията, работна група от Министерството на енергетиката, БЕХ, НЕК и ЕСО одобри кратък списък от кандидати, които в най-голяма степен отговарят на условията- опит в изграждане на ядрени мощности, финансова способност за инвестиране и добър кредитен рейтинг. Фраматом САС, Франция, и Дженерал Електрик, САЩ, са поканени в качеството им на доставчици на оборудване и финансиране за системите, които ще доставят.

В приетия от Министерския съвет в края на месец февруари тази година Национален интегриран план в областта на енергетиката и климата АЕЦ „Белене“ е посочена като базова мощност, допринасяща за енергийната сигурност на страната, но и като оптимална възможност за постигане прехода към нисковъглеродна енергетика. В стратегическия документ е предвидено след 2035 г. ядрената централа да участва в електроенергийния баланс на страната с две мощности по 1000 MW, а от 2040 г. е заложено значително увеличение на дела на ядрената енергия в общия енергиен микс на страната.

# БЪДЕЩЕТО НА ПРОЕКТА АЕЦ „БЕЛЕНЕ“

Статия на Станислав Георгиев



АЕЦ „Белене“ с 1 и 2 блок е доказано необходима мощност за българската енергетиката, показват всички проучвания и анализи до момента. Проектът беше рестартиран на базата на политически консенсус в Народното събрание, закрепен с решение от 7 юни 2018 г. На базата на това решение Министерският съвет със свое решение от 29 юни 2018 г. възложи на НЕК да проучи инвеститорския интерес и при наличие на такъв да разработи, и обяви процедура за избор на стратегически инвеститор. Той ще бъде партньор на НЕК ЕАД в проектната компания, създадена за изграждането на 1 и 2 блок на АЕЦ „Белене“ при спазването на две императивни условия: изграждане на централата без държавни гаранции и нейната бъдеща работа на свободния пазар. Процедурата за избор на стратегически инвеститор за проекта АЕЦ „Белене“ беше стартирана, чрез публикуване на обявление на 22 май 2019 г. в Официалния вестник на Европейския Съюз. 90 дни след това оферти за участие в процедурата бяха

получени от 13 български и чужди фирми. На 19 декември 2019 Националната електрическа компания обяви списъка с избраните фирми за потенциални инвеститори в проекта за втора атомна електроцентрала у нас: CNNC, Китай; Росатом - Атоменергопром, Руска федерация; Корейска хидро и ядрена корпорация, Република Корея; Фраматом САС, Франция; Дженерал Електрик, САЩ. До 31 януари 2019 година НЕК получи потвърждение от тях, че до средата на 2020 те се ангажират да изпратят обвързващи оферти за изграждане на централата. Този срок беше удължен поради обявяването на извънредно положение за справяне с разпространението на COVID-19.

Паралелно с този процес, АЕЦ „Козлодуй“ разработи специално проучване, с което се доказва, че блокове 5 и 6 могат да работят съответно до 2047 и 2051 година. Централата получи лиценз за работа на тези съоръжения през следващите 10 години, както повелява българското законодателство.



Мощността на двата блока беше повишена до 104 %, предшествано от редица модернизации за безопасната експлоатация на съоръженията. Благодарение на така извършената огромен обем работа системата разполага със стабилен производител на базова и достъпна електроенергия.

Паралелно с тези процеси на местно ниво, в енергетиката като цяло, а от там и в ядрената енергетика, вървят и се развиват две глобални тенденции, които за добро или лошо никой вече не може да спре.

Първата и по-важната тенденция е свързана с изменението на климата на нашата планета. На световно и европейско ниво са заложили ясни и амбициозни планове, за чието реализиране всяка отделна страна трябва да даде своя принос - включително и България. Целта е до 2050 г. максималното повишение на топлинното замърсяване на нашата планета да бъде не повече от 1.5 градуса Целзий.

Втората тенденция, която е следствие на първата, е подготовка на екологични планове на европейско ниво и инструменти за тяхното прилагане. Амбициите на новия състав на Европейска Комисия за изграждане на Зелена Европа са повече от ясни и по всичко изглежда, че те ще се реализират чрез различни инструменти - целево финансиране, въвеждане на нови регулативни изисквания, налагане на такси спрямо замърсителите (вече се прилага), използване на нови технологии и много други.

Страната ни няма да бъде заобиколена от тези две червени линии. Една от областите, в които

екоизискванията ще се усетят най-чувствително и то веднага, е именно енергетиката. Продължава тенденцията за ежегоден ръст на цените на въглеродните емисиите. Европа на висок глас заяви своето намерение поетапно да бъде прекратена експлоатацията на термичните централи в страните от Общността до 2035 година с хоризонт 2050 година. Повече от ясно е, че страна като България няма много варианти, които да й позволят да затвори около 4000 MWt термични блокове и да ги замени с нови генериращи такива. Това е реалността в момента и единственият шанс е развитието на ядрената енергетика. Разбира се, вариантът за газифициране на действащите в момента термични централи също е работещ, но не може да доведе до цялостно решение. Другата тенденция, която активно се разгръща в момента, е обединението на европейските електроенергийни пазари. Тя обаче се ръководи от изключително пазарни принципи и цената е определяща за избора на доставчик от търговците на електроенергия. Да не забравяме, че допълнително влияние оказва и фактът, че България граничи със страни, които не са членове на Европейския съюз и не са обвързани с европейското законодателство. При тези обстоятелства работата на една базова мощност у нас, която произвежда електроенергия на ниски цени, дългосрочно и ритмично, ще бъде от полза на всички потребители. В момента имаме такава мощност - АЕЦ „Козлодуй“ с блокове 5 и 6, но тя няма да е достатъчно в бъдеще.

В заключение на гореизложеното се налага изводът, че АЕЦ „Белене“ е абсолютно необходима на българската енергетика.

# ИСТОРИЧЕСКОТО НАМАЛЕНИЕ С НАД 40% НА ЦЕНАТА НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ ЗА БЪЛГАРИЯ ПОВИШАВА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТТА НА НАЦИОНАЛНАТА ИКОНОМИКА

С над 40 % се намалява цената на природния газ за България, обяви министър-председателят Бойко Борисов на 3 март тази година. Преговорите между „Булгаргаз“ ЕАД и ПАО „Газпром“ доведоха до промяна на цената за доставка на природния газ на база на подписано споразумение между Европейската комисия и руската компания. Подписаният в началото на

март договор „Булгаргаз“ и „Газпром экспорт“ регламентира намалението на цената на руския природен газ за България със задна дата - от 5 август 2019 г. Това е най-голямото намаление на цената на газа в историята на дългогодишните търговски взаимоотношения между България и Русия.



Вследствие на променената ценова формула „Булгаргаз“ предложи и КЕВР утвърди цена на природния газ от 1.04.2020 година с близо 43% по-ниска от действащата за първото тримесечие на настоящата година. На 10.04.2020 „Булгаргаз“ предложи за утвърждаване от КЕВР цена на

синьото гориво за месец май с 6,67% по-ниска от априлската и декларира, че на 11.05.2020 ще внесе за утвърждаване от Регулатора цена на природния газ за месец юни с 0,05 лв./MWh или с 0,21% по-ниска от предложената за месец май.



Експертите коментират, че намалението на цената на природния газ за България значително ще подобри конкурентоспособността на българската икономика, тъй като синьото гориво е ключова суровина. Прекият ефект ще се усети най-силно от ТЕЦ-овете, работещи на газ, газоразпределителните дружества и дори от крайните клиенти на „Булгаргаз“. Средно с 20,7 % е поевтиняването на цената за дружествата от сектор Топлоенергетика, които работят на природен газ. При топлинната енергия намалението е с почти 22%.

На 14 април депутатите се събраха на извънредно заседание, за да гласуват промените в Закона за енергетиката, които да регламентират начина за възстановяване на надвзетите суми за

газ и топлоенергия на абонатите и бизнеса на регулирания пазар.

Според условията на споразумението между „Газпром“ и Европейската комисия, „Газпром“ ще възстанови на „Булгаргаз“ надплатената сума, считано от 05.08.2019 г. Българският газов доставчик от своя страна ще изплати съответните суми на своите клиенти. Първоначалните изчисления сочеха, че на българския обществен доставчик трябва да бъдат възстановени близо 150 милиона лева. В средата на месец април председателят на Комисията по енергетика в Народното събрание Валентин Николов обяви, че сумата от близо 200 милиона лева вече е преведена от „Газпром“ по сметките на „Булгаргаз“.



# ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ В ПЕРИОДА 2002-2019 ГОДИНА

Статия на инж. Ангел Георгиев - Централно диспечерско управление на ЕСО

Целта на всеки един многогодишен анализ е да бъдат констатирани тенденциите в изменението на разглеждания процес, които от своя страна да послужат за статистическо прогнозиране. Основен принцип при сравнителния анализ на всеки процес във времето е съответните наблюдения да бъдат привеждани към еднакви условия по отношение на най-значимите влияещи фактори. По отношение на процеса на изменение на електропотреблението в България в годишен разрез основните влияещи динамични фактори са метеорологичните условия - съвкупност от определен брой метеорологични фактори, като най-значимият по влияние от които е температурата на въздуха.

## АНАЛИЗ НА ТЕМПЕРАТУРНИТЕ УСЛОВИЯ

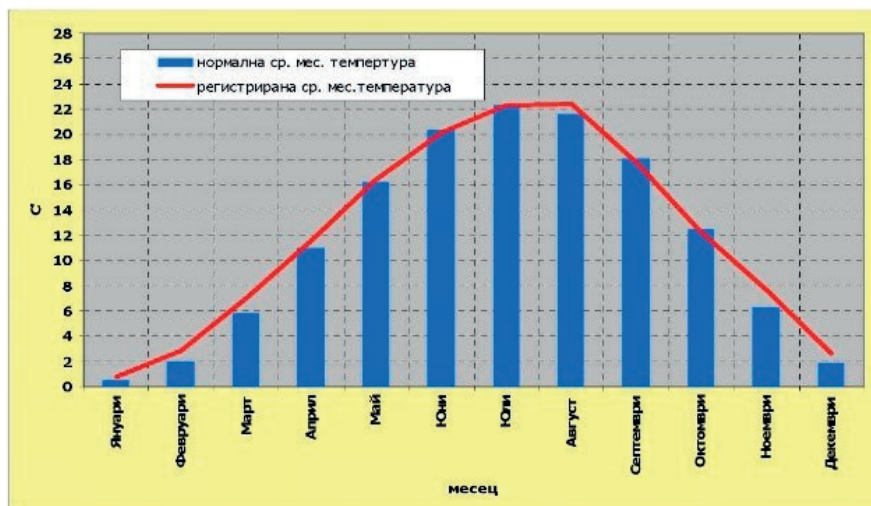
Географското разположение на България предполага наличието на силно изразена сезонност в изменение на среднодневните и съответно на средномесечните температури на въздуха. Данните за средномесечните температури в България, регистрирани от автоматичните метеорологични станции, собственост на ЕСО, са отразени в Таблица 1.

год./мес.	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Януари	-0.5	0.9	-0.8	2.4	-1.6	5.9	-0.9	0.8	0.3	0.4	-0.3	1.4	2.4	2.4	0.3	-3.0	2.6	1.5
Февруари	5.8	2.5	3.0	-0.3	0.8	5.0	3.9	2.5	2.5	1.2	-2.4	4.1	5.1	3.2	8.1	3.5	3.3	4.0
Март	7.9	3.5	6.9	5.5	6.5	8.3	9.2	6.0	6.0	5.7	7.1	6.3	8.8	6.3	8.4	9.1	6.2	8.9
Април	9.4	8.7	11.5	11.5	12.4	12.0	12.9	11.2	10.9	9.0	13.0	12.3	11.6	10.9	14.2	10.6	14.7	11.0
Май	15.6	17.2	14.9	17.2	16.8	18.4	16.3	16.3	16.1	15.1	16.1	17.9	15.4	17.4	15.4	15.6	18.0	15.6
Юни	19.6	21.1	19.1	19.4	20.1	22.9	20.8	19.9	19.3	19.4	21.6	19.6	19.1	19.2	21.2	20.8	20.1	19.4
Юли	22.4	22.0	21.1	22.4	22.2	25.1	22.4	21.4	21.5	22.1	24.9	21.3	21.6	23.1	23.0	22.5	21.8	21.2
Август	20.0	23.0	20.7	21.7	23.2	23.7	24.3	21.2	23.3	21.2	22.8	22.7	22.4	22.4	22.4	22.8	22.4	22.8
Септември	15.7	16.2	17.4	18.3	18.4	17.0	17.5	16.9	17.4	19.2	18.8	17.0	17.3	19.4	18.4	18.5	17.9	18.6
Октомври	11.1	11.4	13.7	12.1	13.6	12.7	13.3	12.3	9.9	9.9	14.3	11.7	12.0	11.6	11.7	12.1	13.2	13.8
Ноември	6.9	7.5	7.8	6.0	7.2	5.4	7.9	8.0	10.9	3.2	8.5	8.9	7.4	9.4	7.2	7.7	6.8	11.1
Декември	-0.3	1.7	3.5	3.6	3.0	1.1	3.9	3.6	2.1	2.8	0.6	1.5	3.6	4.0	1.4	4.9	2.0	4.5
ср.год.	11.1	10.9	11.6	11.7	11.9	13.1	12.6	11.7	11.7	10.8	12.1	12.1	12.2	12.5	12.7	12.1	12.4	12.7

Таблица 1

Автоматичните метеорологични станции на ЕСО понастоящем са 19, разположени равномерно (по специален пространствен критерий) в страната и предават в реално време стойностите на 5 от основните метеорологични показатели - температура на въздуха, относителна влажност на въздуха, глобална слънчева радиация,

скорост и посока на вятъра. Нормалните средномесечни температури за страната са определени въз основа на наблюденията през последните 35 години, съгласно стандартите на Световната метеорологична организация (World Meteorological Organization).



Фиг. 1.

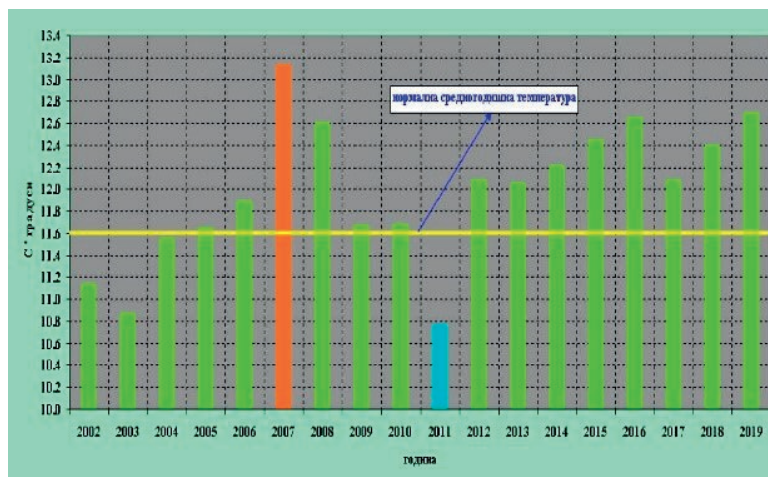
Средномесечни регистрирани температури за периода 2002-2019 г.

месец	нормална ср. мес. температура	регистрирана ср. мес. температура	разлика
Януари	0.5	0.8	0.3
Февруари	2.0	2.8	0.8
Март	5.8	7.0	1.2
Април	11.0	11.5	0.5
Май	16.3	16.4	0.1
Юни	20.3	20.2	-0.2
Юли	22.3	22.3	0.0
Август	21.6	22.4	0.8
Септември	18.1	17.8	-0.3
Октомври	12.5	12.2	-0.3
Ноември	6.3	7.7	1.4
Декември	1.9	2.6	0.7
средно годишно	11.6	12.0	0.4

Таблица 2

Нормалните средномесечни регистрирани температури за периода 2002-2019 г.

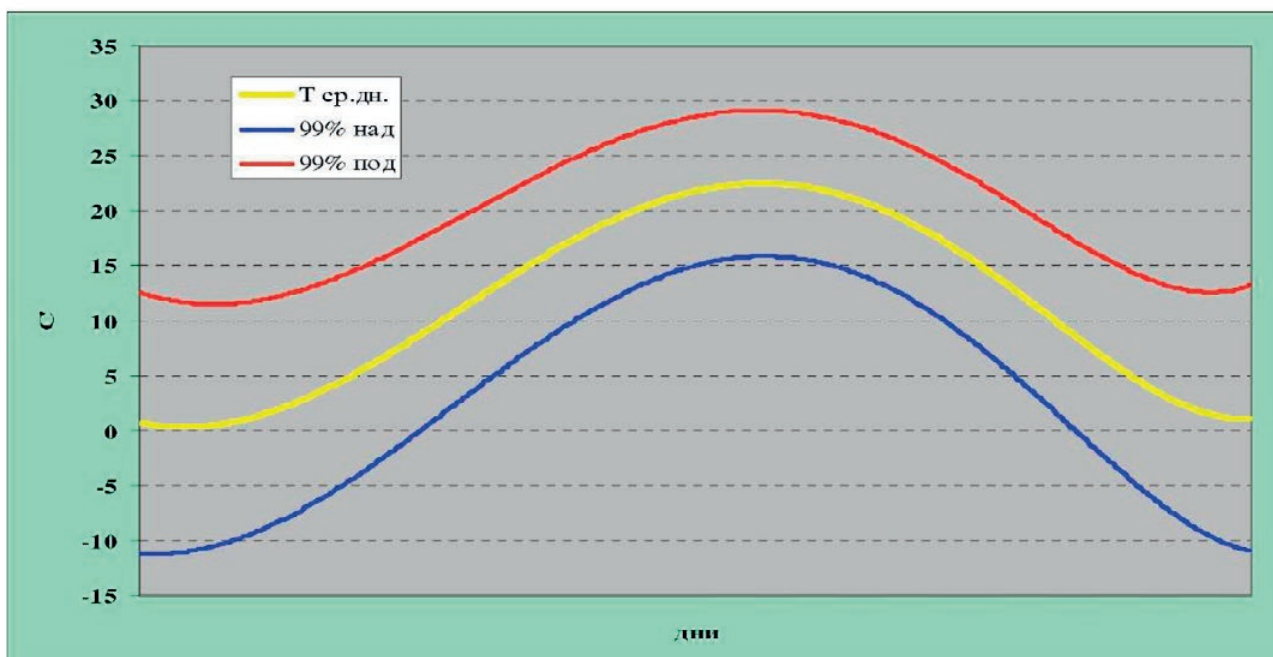
На Фиг. 2 са показани регистрираните средногодишни температури за разглеждания период, както и линията на нормалната средногодишна температура.



Фиг. 2.

Регистрирани средногодишни температури за периода 2002 - 2019 г.

Среднодневните нормални температури и съответният 99-процентен доверителен интервал за действително регистрираните среднодневни температури са показани на Фиг. 3.



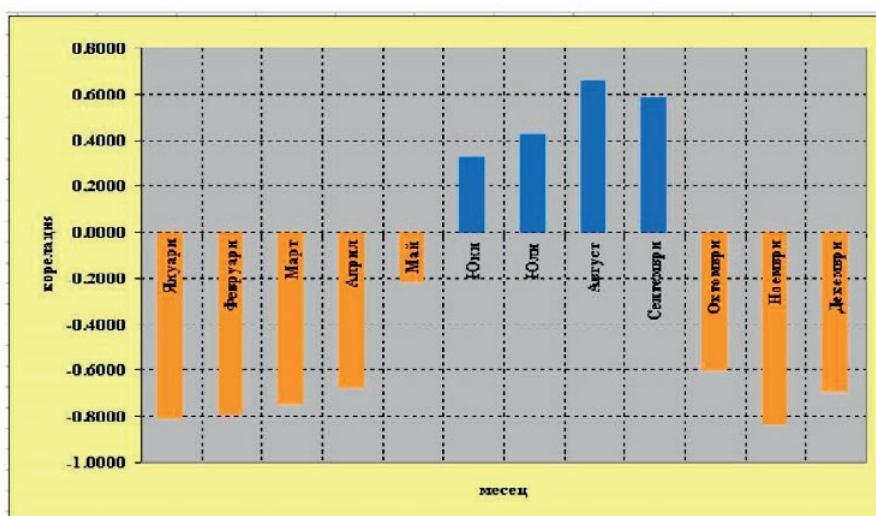
Фиг. 3

Нормални среднодневни температури със съответните 99% доверителни интервали

В Таблица 3 са посочени коефициентите на корелация между месечното потребление и средномесечната температура за целия разглеждан период. Същите коефициенти са показани графично на Фиг. 4.

Януари	-0.8021
Февруари	-0.7867
Март	-0.7395
Април	-0.6713
Май	-0.2133
Юни	0.3253
Юли	0.4228
Август	0.6582
Септември	0.5818
Октомври	-0.6000
Ноември	-0.8280
Декември	-0.6862

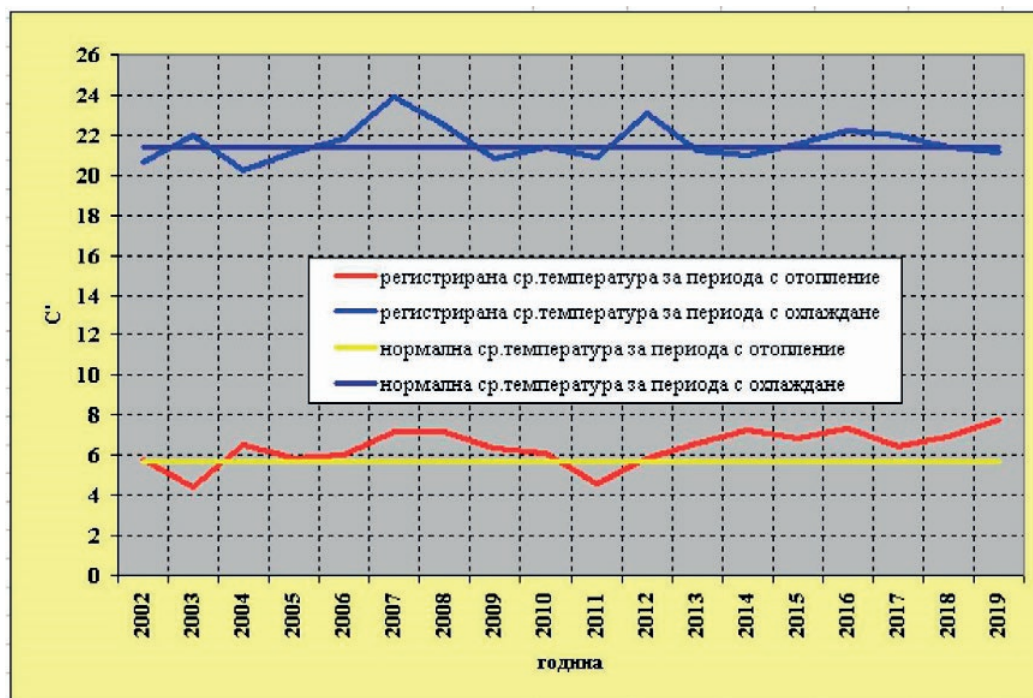
Таблица 3



Фиг. 4

Коефициенти на корелация „месечно електропотребление - средномесечни температури за периода 2012 - 2018 г.“

Регистрираните и нормалните средни температури за периода с необходимост от отопление (януари - април, октомври - декември) и за периода с необходимост от охлаждане (юни - август) са показани на Фиг. 5.



Фиг. 5

Регистрирани и нормални средни температури за периода с необходимост от отопление (януари - април, октомври - декември) и за периода с необходимост от охлаждане (юни - август)

Въз основа на представените тук данни могат да бъдат направени следните по-важни констатации относно температурните условия в страната:

Регистрираната средна температура за разглеждания период (2012 - 2019 г.) е с 0.4 градуса по-висока от нормалната (Таблица 2);

1. Средните температури за юни, септември и октомври са били по-ниски от нормалните, докато за останалите месеци са били по-високи;
2. Броят на годините, за които средногодишната температура е по-ниска от нормалната е 4 (2002, 2003, 2004 и 2014), което съставлява 22.2 % от общия брой години;
3. Коефициентите на корелация между месечното електропотребление и средно-месечната температура са отрицателни за месеците януари - май и октомври - декември, което потвърждава, че това са месеците от периода в годината с необходимост от отопление.

4. Коефициентите на корелация между месечното електропотребление и средно-месечната температура са положителни за месеците юни - септември, което потвърждава обхвата на периода в годината с необходимост от охлаждане;
5. Ниската стойност на корелацията за м. май показва, че този месец е на границата между двата периода, което означава, че през някои от дните през този месец може да има необходимост от отопление а през други - от охлаждане;
6. Месец септември обхваща също зоната на преход между двата периода, като в повечето случаи се наблюдава доминиране на дните с необходимост от охлаждане;
7. Снай-голяма разлика между регистрираните средни температури за периодите с отопление и с охлаждане е 2003 г. - 17.6 градуса, което означава, че зимата през тази година е била по-студена от нормалното, а лятото е било по-топло от нормалното. В такива случаи влиянието на температурата

върху електропотреблението е най-силно изразено, поради което разликата между действителното и приведеното към нормални температурни условия ще бъде най-голяма.

8. Най-високата средногодишна температура е регистрирана през 2007 г. - 13.1 градуса, което е с 0.5 градуса повече от нормалната средногодишна температура (12.6 градуса);
9. Най-ниската средногодишна температура е регистрирана през 2003 г. - 10.9 градуса, което е с 1.7 градуса по-малко от нормалната средногодишна температура;
10. Най-висока средномесечна температура е регистрирана през м.юли 2007 г. - 25.1 градуса, а най-ниската такава е регистрирана през м.януари 2017 г. -3.0 градуса. Това предопределя и абсолютния диапазон на изменение на средномесечните температури в годишен разрез - 28.1 градуса. Нормалната стойност на този диапазон е съответно 21.8 градуса.
11. Денят в годината с най-ниска нормална

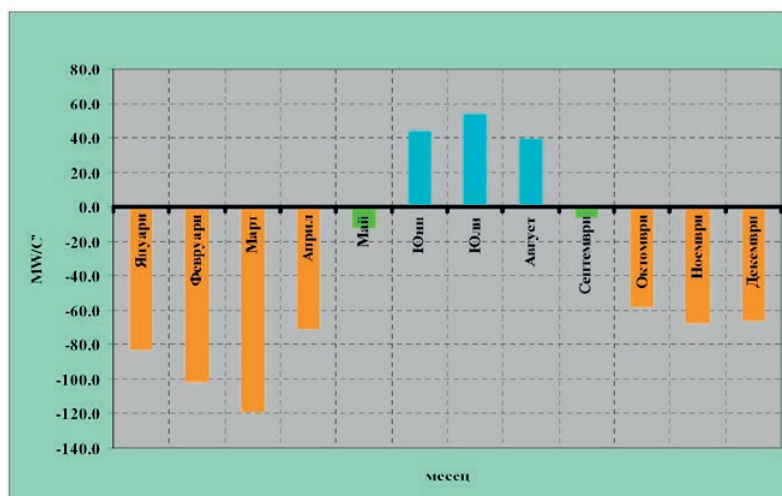
среднодневна температура е 15-ти януари: 0.33 градуса, а денят с най-висока такава е 24-ти юли: 22.57 градуса. Тези стойности предопределят и нормалния диапазон на изменение на среднодневните температури в България: 22.24 градуса.

## АНАЛИЗ НА ТЕМПЕРАТУРНАТА ЧУВСТВИТЕЛНОСТ НА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО

Температурната чувствителност на електропотреблението е със силно изразена сезонна нелинейна зависимост. Тази зависимост се моделира чрез прилагането на специализирани статистически процедури, основаващи се на последователни стъпални линейни регресионни модели и диференциални нелинейни такива, отчитащи пределните диапазони на изменение на двата времеви реда. Получените средни чувствителности на товара по отношение на среднодневната температура след прилагането на описания подход са показани в Таблица 4 и графично съответно на Фиг. 6.

месец	средна чувствителност на товара, MW/С°
Януари	-82.7
Февруари	-101.7
Март	-118.6
Април	-70.9
Май	-12.7
Юни	43.5
Юли	53.6
Август	39.3
Септември	-6.0
Октомври	-58.2
Ноември	-66.9
Декември	-65.7

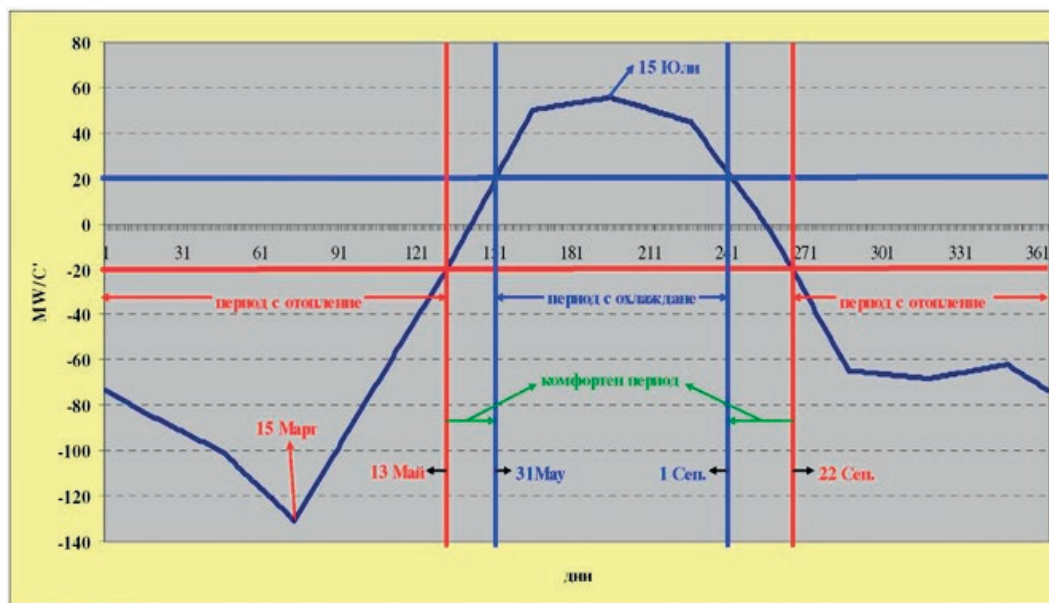
Таблица 4



Фиг. 6

Средномесечни чувствителности на товара спрямо среднодневната температура

По-детайлните резултати по отношение на сезонното изменение по дни на зависимостта „товар - температура“ са показани на Фиг. 7.



Фиг. 7

Изменение на температурната чувствителност на товара в годишен разрез

Въз основа на представените дотук резултати се налагат следните изводи:

- Изменението на средната чувствителност на товара в годишен разрез показва, че за България могат да бъдат ясно дефинирани 3 периода:
  - период с необходимост от отопление (heating zone) с отрицателна корелация между изменението на товара и изменението на температурата;
  - период с необходимост от охлаждане (cooling zone) с положителна корелация между изменението на товара и изменението на температурата;
  - комфортен период (comfort zone), при който корелацията „товар - температура“ е статистически незначима.
- Границите на посочените по-горе периоди са както следва:
  - период с отопление: 23 септември - 12 май, общо 232 дни (63.5 % от общия брой на дните в годината);
  - период с охлаждане: 1 юни - 31 август, общо 92 дни (25.2 %);
  - комфортен период: 13 май - 31 май и 1 септември - 22 септември, общо 41 дни (11.3 %).
- С най-висока средномесечна температурна чувствителност на товара в периода с отопление е месец март, когато колебанията на метеорологичните условия са с най-висока амплитуда.
- Денят с най-висока среднодневна чувствителност на товара в периода с отопление е 15 март  $-130.6 \text{ MW/C}$ , като за същия ден в 19:00 се отнася и най-високата часова чувствителност на товара  $-192.2 \text{ MW.C}$ .
- С най-висока средномесечна температурна чувствителност на товара в периода с охлаждане е месец юли, когато се регистрират най-високите среднодневни температури в годината.
- Денят с най-висока среднодневна чувствителност на товара в периода с охлаждане е 15 юли  $+55.8 \text{ MW/C}$ , като за същия ден в 17:00 се отнася и най-високата часова чувствителност на товара  $+92.2 \text{ MW/C}$ .
- Ниските чувствителности през м. май ( $-12.7 \text{ MW/C}$ ) и м. септември ( $-6.0 \text{ MW/C}$ ) потвърждават направените по-горе изводи, че тези два месеца се намират съответно на границите между двата периода - с отопление и охлаждане;

8. Отрицателните стойности на чувствителностите за горните два месеца показват, че с лек превес са дните, в които е необходимо отопление, като за други интервали от тези месеци може да се наблюдава и необходимост от охлаждане, както същите да попадат комфортната зона, когато не е необходимо нито отопление, нито охлаждане;
9. По отношение на нормалните среднодневни температури, границите на трите периода са както следва:
- период с отопление: при среднодневни температури по-ниски от 16.0 градуса;
  - период с охлаждане: при среднодневни температури по-високи от 21.4 градуса;
  - комфортен период: при среднодневни температури в интервала 16.0 - 21.4 градуса.
10. Въз основа на данните за годините с най-ниски зимни температури и с най-високи летни температури са определени следните температури (точки) на насищане (saturation points) за двата периода:

- период с отопление: -12.0 градуса;
- период с охлаждане: +26.0 градуса.

Физическата интерпретация на тези величини е следната:

- при температури по-ниски от -12.0 градуса не се наблюдава нарастване на електропотреблението (предполага се, че всички налични отоплителни уреди са вече включени);
- при температури по-високи от 26.0 градуса не се наблюдава нарастване на електропотреблението (предполага се, че всички налични уреди за охлаждане са вече включени).

### АНАЛИЗ НА ТЕНДЕНЦИИТЕ НА ИЗМЕНЕНИЕ НА МЕСЕЧНОТО И ГОДИШНОТО ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В МНОГОГОДИШЕН РАЗРЕЗ

Реализираното месечно бруто потребление в България за разглеждания период 2002 - 2019 г. е показано в Таблица 5.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Януари	4 133 539	3 899 132	3 955 589	3 583 482	3 998 875	3 576 662	4 249 975	4 060 008	3 884 731	3 971 884	4 039 909	3 855 842	3 785 124	3 945 046	4 092 660	4 499 068	3 912 959	4 124 974
Февруари	3 091 172	3 769 968	3 357 245	3 420 041	3 530 511	3 316 807	3 657 089	3 461 639	3 415 584	3 604 171	4 056 159	3 287 023	3 294 131	3 473 249	3 241 015	3 590 811	3 509 538	3 441 932
Март	3 165 638	3 654 895	3 268 689	3 417 011	3 445 878	3 405 873	3 321 013	3 491 146	3 359 606	3 580 320	3 441 254	3 225 883	3 182 341	3 505 515	3 220 512	3 298 737	3 539 630	3 204 048
Април	2 944 524	3 000 652	2 659 227	2 760 845	2 734 581	2 874 325	2 952 693	2 741 609	2 694 853	3 033 218	2 743 042	2 737 028	2 867 580	2 995 076	2 699 925	2 960 183	2 639 909	2 959 542
Май	2 399 470	2 376 505	2 529 959	2 517 667	2 604 796	2 725 400	2 825 205	2 550 641	2 545 292	2 804 302	2 677 923	2 466 045	2 734 096	2 702 120	2 720 749	2 795 527	2 609 057	2 700 440
Юни	2 359 299	2 342 825	2 440 316	2 491 534	2 627 883	2 753 589	2 781 598	2 540 227	2 588 219	2 712 463	2 681 299	2 571 760	2 623 904	2 689 542	2 745 201	2 777 741	2 791 470	2 705 891
Юли	2 458 266	2 524 505	2 537 952	2 650 965	2 742 309	2 918 961	2 932 023	2 741 622	2 729 609	2 911 856	2 957 777	2 738 052	2 827 206	2 998 321	2 914 937	2 965 980	2 912 932	2 913 975
Август	2 405 951	2 517 977	2 528 521	2 629 068	2 826 978	2 887 031	2 928 124	2 650 838	2 859 714	2 861 966	2 845 621	2 854 318	2 831 627	2 942 369	2 878 851	2 967 203	2 954 965	2 895 115
Септември	2 451 841	2 499 145	2 497 008	2 573 731	2 708 750	2 763 681	2 853 037	2 585 084	2 613 068	2 734 832	2 630 692	2 646 700	2 712 132	2 758 032	2 748 110	2 819 315	2 787 412	2 699 106
Октомври	2 906 544	2 966 006	2 743 220	2 963 631	2 979 930	3 153 733	3 077 133	2 938 953	3 131 326	3 166 617	2 759 330	3 039 375	3 000 912	3 091 179	3 154 294	3 105 670	3 045 403	2 886 950
Ноември	3 198 060	3 237 932	3 158 809	3 386 015	3 400 245	3 596 908	3 397 615	3 146 748	3 020 356	3 592 865	3 106 735	3 133 412	3 390 105	3 174 644	3 421 721	3 425 310	3 422 349	3 102 132
Декември	3 958 786	3 716 027	3 559 158	3 666 302	3 760 596	4 006 284	3 733 818	3 551 779	3 689 672	3 754 018	3 809 183	3 625 858	3 740 146	3 651 267	4 045 281	3 746 265	4 013 491	3 630 005
<b>общо</b>	<b>35 473 498</b>	<b>36 505 929</b>	<b>35 239 701</b>	<b>36 060 294</b>	<b>37 441 338</b>	<b>37 979 417</b>	<b>36 719 313</b>	<b>36 460 294</b>	<b>36 532 030</b>	<b>38 788 512</b>	<b>37 748 937</b>	<b>36 361 305</b>	<b>37 069 302</b>	<b>37 958 368</b>	<b>37 890 256</b>	<b>38 952 010</b>	<b>38 213 915</b>	<b>37 355 118</b>

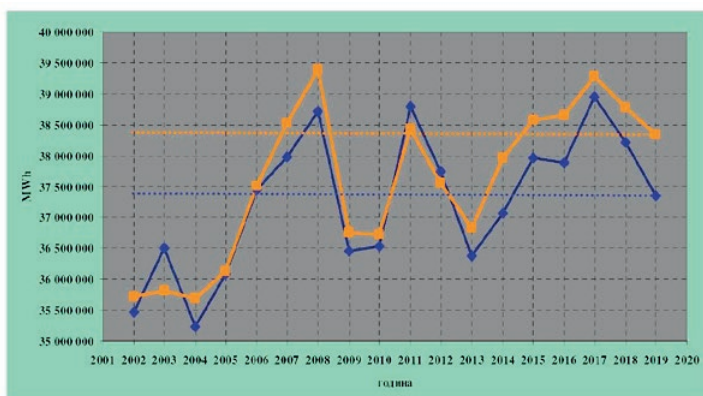
Таблица 5

Приведеното към нормални температурни условия електропотребление е показано съответно в Таблица 6.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Януари	4 069 604	3 928 832	3 876 592	3 713 790	3 856 161	3 934 742	4 158 666	4 079 507	3 873 450	3 966 759	3 991 892	3 918 434	3 946 211	4 094 144	4 081 871	4 272 880	4 050 234	4 195 977
Февруари	3 378 745	3 444 364	3 442 872	3 258 024	3 451 522	3 442 944	3 813 472	3 510 156	3 464 101	3 557 048	3 738 490	3 447 992	3 530 493	3 599 998	3 710 915	3 711 606	3 813 523	3 594 231
Март	3 395 597	3 470 166	3 397 225	3 414 107	3 540 072	3 667 780	3 671 190	3 514 723	3 409 664	3 590 601	3 597 237	3 300 156	3 494 932	3 627 249	3 496 012	3 634 791	3 600 597	3 524 777
Април	2 891 028	2 909 276	2 718 800	2 840 419	2 848 860	2 964 510	3 098 796	2 780 774	2 723 814	2 980 139	2 894 247	2 841 702	2 926 524	3 051 924	2 904 568	2 973 787	2 869 656	3 001 339
Май	2 402 535	2 395 612	2 525 659	2 536 927	2 730 286	2 756 994	2 835 041	2 560 477	2 553 243	2 862 828	2 685 875	2 492 206	2 735 268	2 718 919	2 729 915	2 798 568	2 718 682	2 783 683
Юни	2 342 556	2 275 360	2 441 554	2 480 553	2 593 549	2 626 370	2 726 430	2 513 267	2 583 191	2 704 302	2 597 943	2 554 199	2 624 724	2 671 981	2 674 377	2 721 016	2 758 553	2 696 114
Юли	2 399 658	2 482 568	2 534 619	2 591 785	2 691 107	2 744 099	2 872 843	2 722 333	2 706 331	2 884 844	2 790 882	2 724 435	2 801 668	2 899 291	2 827 036	2 900 370	2 978 629	2 903 817
Август	2 414 464	2 434 534	2 516 495	2 584 914	2 735 092	2 781 541	2 802 189	2 624 208	2 765 907	2 832 415	2 757 360	2 780 768	2 767 122	2 857 947	2 812 684	2 890 307	2 890 976	2 817 584
Септември	2 445 432	2 495 206	2 496 654	2 579 567	2 715 361	2 763 599	2 855 115	2 534 570	2 614 714	2 744 686	2 638 775	2 646 747	2 713 159	2 800 370	2 754 594	2 826 197	2 791 332	2 708 173
Октомври	2 877 472	2 948 595	2 833 035	2 979 832	3 065 409	3 195 913	3 145 292	2 963 814	3 043 611	3 078 902	2 874 491	3 034 835	3 091 275	3 095 083	3 153 133	3 121 465	3 110 690	2 970 199
Ноември	3 251 462	3 319 689	3 255 745	3 391 379	3 470 534	3 568 614	3 566 645	3 258 143	3 276 339	3 453 640	3 237 633	3 285 071	3 466 075	3 368 068	3 469 545	3 514 620	3 463 956	3 267 018
Декември	3 852 692	3 710 387	3 651 345	3 759 380	3 824 329	3 972 191	3 846 461	3 644 857	3 704 491	3 807 967	3 750 096	3 811 330	3 857 608	3 798 610	4 023 465	3 907 135	4 023 924	3 772 314
<b>общо</b>	<b>35 721 446</b>	<b>35 814 591</b>	<b>35 692 596</b>	<b>36 130 678</b>	<b>37 503 283</b>	<b>38 519 298</b>	<b>39 392 340</b>	<b>36 755 829</b>	<b>36 718 856</b>	<b>38 431 929</b>	<b>37 554 732</b>	<b>36 837 875</b>	<b>37 958 258</b>	<b>38 572 586</b>	<b>38 658 119</b>	<b>39 276 042</b>	<b>38 782 744</b>	<b>38 341 207</b>

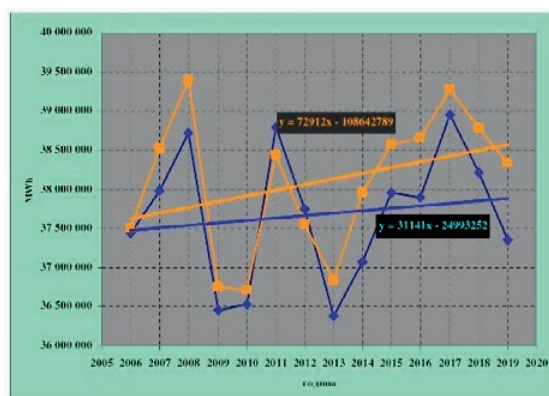
Таблица 6

Двата вида електропотребление графично са илюстрирани на Фиг. 8. А линейните регресионни тенденции на изменение на действителното и приведеното годишно електропотребление за периода 2006 - 2019 г. са представени на Фиг. 9.



Фиг. 8

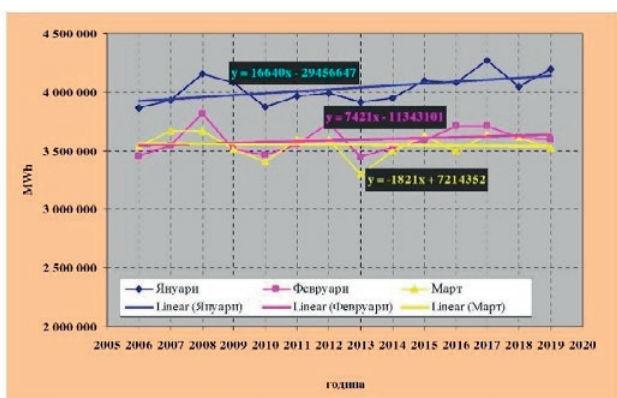
Действително и **приведено** годишно електропотребление за периода 2002 - 2019 г.



Фиг. 9

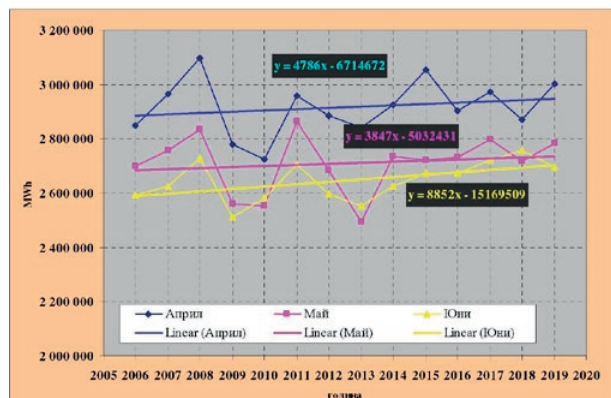
Линейни регресионни тенденции (трендове) на изменение на **действително** и **приведено** годишно електропотребление за периода 2006 - 2019 г.

Линейните регресионни тенденции на изменение на **приведеното** месечно електропотребление в периода 2006 - 2019 г. са показани последователно на **Фигури 10, 11, 12 и 13**.



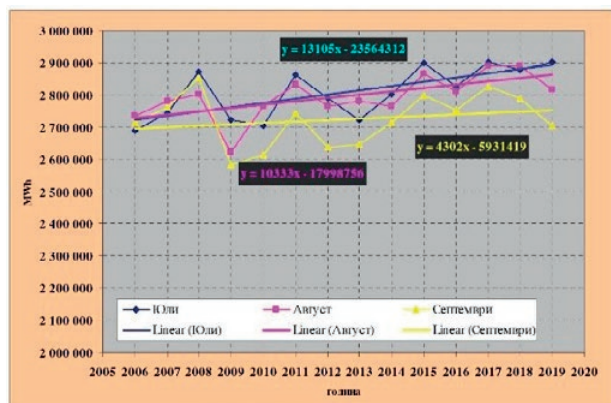
Фиг. 10

Линейни регресионни тенденции на изменение на **приведеното** месечно електропотребление в периода 2006 - 2019 г. - януари, февруари и март

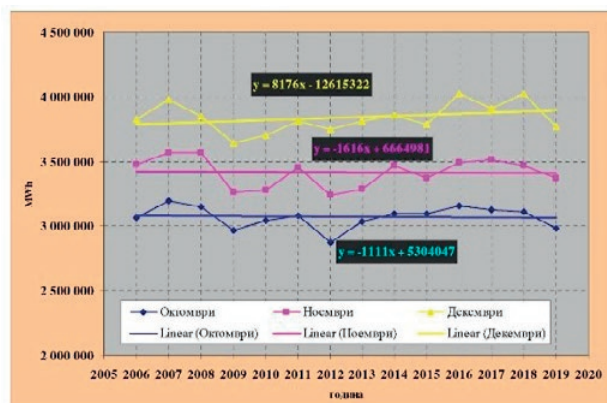


Фиг. 11

Линейни регресионни тенденции на изменение на **приведеното** месечно електропотребление в периода 2006 - 2019 г. - април, май и юни



Фиг. 12 и 13 Линейни регресионни тенденции на изменение на **приведеното** месечно електропотребление в периода 2006 - 2019 г. - юли, август и септември, съответно октомври, ноември и декември





Резултантните годишни темпове на изменение (%) са дадени по месеци в Таблица 7.

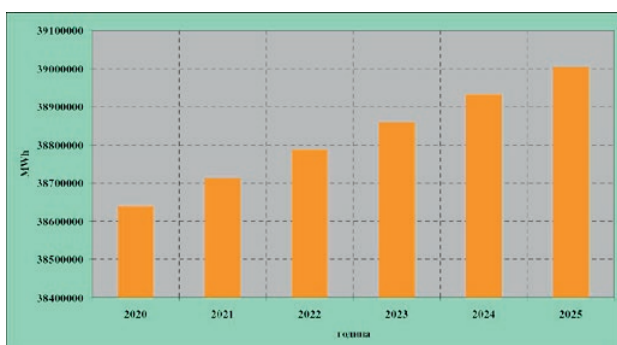
месец	%
Януари	0.42
Февруари	0.21
Март	-0.05
Април	0.17
Май	0.14
Юни	0.34
Юли	0.48
Август	0.38
Септември	0.16
Октомври	-0.04
Ноември	-0.05
Декември	0.22
годишно	0.19

Таблица 7

Линейните екстраполационни прогнози за месечните електропотребления, както и на годишното електропотребление при нормални температурни условия са дадени в Таблица 8, като последното е показано и в графичен вид на Фиг.14.

месец година	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Януари	4156153	4172793	4189433	4206073	4222713	4239353
Февруари	3647319	3654740	3662161	3669582	3677003	3684424
Март	3535932	3534111	3532290	3530469	3528648	3526827
Април	2953048	2957834	2962620	2967406	2972192	2976978
Май	2738509	2742356	2746203	2750050	2753897	2757744
Юни	2711531	2720383	2729235	2738087	2746939	2755791
Юли	2907788	2920893	2933998	2947103	2960208	2973313
Август	2873904	2884237	2894570	2904903	2915236	2925569
Септември	2758621	2762923	2767225	2771527	2775829	2780131
Октомври	3149827	3148716	3147605	3146494	3145383	3144272
Ноември	3400661	3399045	3397429	3395813	3394197	3392581
Декември	3900198	3908374	3916550	3924726	3932902	3941078
годишно	38639451	38712363	38785275	38858187	38931099	39004011

Таблица 8



Фиг. 14

Линейна екстраполационна прогноза на годишното електропотребление в периода 2020 - 2025 г.

Въз основа на представените данни и резултати могат да бъдат направени следните по-важни изводи:

1. Регистрираното годишно електропотребление за последната изтекла година - 2019 г, е приблизително на нивото на електропотреблението през 2006 г.

2. Приведеното годишно електропотребление за 2019 г. е малко по-ниско от приведеното годишно електропотребление за 2007 г.

3. В границите на разглеждания период се наблюдават две 4-годишни серии с последователно нарастване на електропотреблението (2005 г. - 2008 г. и 2014 г. - 2018 г.) и три 2-годишни серии с последователно намаляване на електропотреблението (2009 г. - 2010 г., 2012 г. - 2013 г. и 2018 г. - 2019 г.), като първата серия на намаляване 2009 - 2010 г. съвпада с т.нар. глобална финансово-икономическа криза.

4. През 2011 г. е регистриран локален „пик“ в изменението на годишното електропотребление, причините за който не са идентифицирани. За целта е необходим анализ на структурата на електропотреблението по основни типове потребители и динамиката на съответните електропотребления, за които ЕСО не разполага с необходимата информация.

5. Средният темп на линейно нарастване на приведеното годишно електропотребление в разглеждания 14-годишен период е само 0.19 %.

6. Годишните темпове на линейно изменение на месечните електропотребления в разглеждания период са в диапазона от - 0.05 % до 0.48 %, като за месеците март, октомври и ноември се наблюдава слаба тенденция дори и на намаление на електропотреблението.

7. Средният темп на нарастване на електропотреблението през летните месеци (юни, юли и август) е 0.40 %, докато за останалите месеци той е 0.13 %, което означава почти три пъти по-висок темп на нарастване. Една от вероятните причини за това е установената тенденция на нарастване на броя на използваните уреди за охлаждане на въздуха.

8. Линейната екстраполационна прогноза за годишното електропотребление при нормални температурни условия показва, че границата от 38 млн. кВтч ще бъде достигната едва през 2025 г.

Завършваме с информацията за реализираното електропотребление в България през месец януари 2020 г., което е с 5.11 % по-ниско от това през същия месец на 2019 г. След привеждането към нормални температурни условия това намаление е 3.6%. Важно е да се отбележи като интересен статистически факт, че месец януари на 2020 г. е с регистрирана най-висока средна температура в глобален мащаб, откакто се извършват професионални метеорологични наблюдения.

# НОВИ ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ХИДРОТЕХНИЧЕСКИ КОМПЛЕКСИ ПО ПОРЕЧИЕТО НА РЕКА ДУНАВ

статия на инж. Димитър Попов

Река Дунав е най-голямата международна водна артерия на Европа. Тя извира от Шварцвалд (к.1078) в Германия и се влива в Черно море на територията на Румъния, като преминава през десет европейски страни: Германия, Австрия, Словакия, Унгария, Хърватия, Сърбия, България, Румъния, Молдова и Украйна.

Понастоящем река Дунав се използва предимно като международен плавателен канал, като много от притоците ѝ също са плавателни. В горното течение на реката (от изворите до Братислава, около 1000 km) са изградени около 60 преградни съоръжения, 17 от които са

хидротехнически комплекси (ХТК). Причината за наименованието им като комплекси е, че това са съоръжения с множество предназначения – корабоплаване, производство на електроенергия от възобновяеми енергийни източници, транспортната инфраструктура, свързана както успоредно по течението на реката, така и в зоните на пресичане в напречна посока, защита на населението от наводнения, спорт, отдих и туризъм, риболов, брегоукрепване, нови промишлени производства, добив на инертни материали, развитие на икономиката в целия регион на водохранилищата и др.





## ХИДРОВЪЗЕЛ

В състава на хидровъзела влизат следните съоръжения:

- **Водноелектрически централи (фигури 2 и 3)** – по една на всеки бряг:

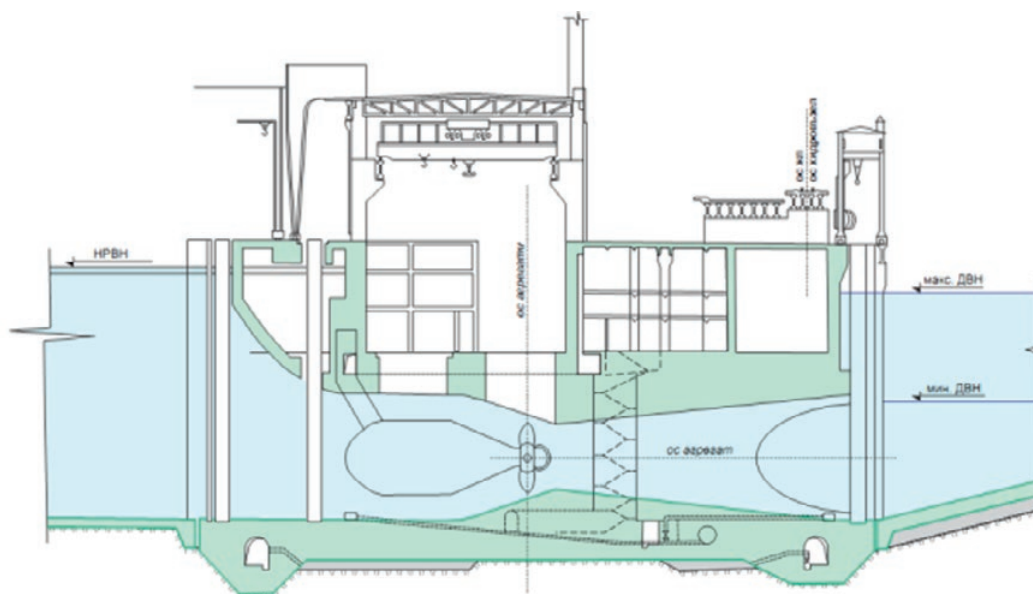
Основни технически параметри:

- Застроена мощност: 2 x 400 MW (възможно е 2 x 500 MW);

- Турбини: 20 бр. (възможно е 22 бр.) x 40 MW;

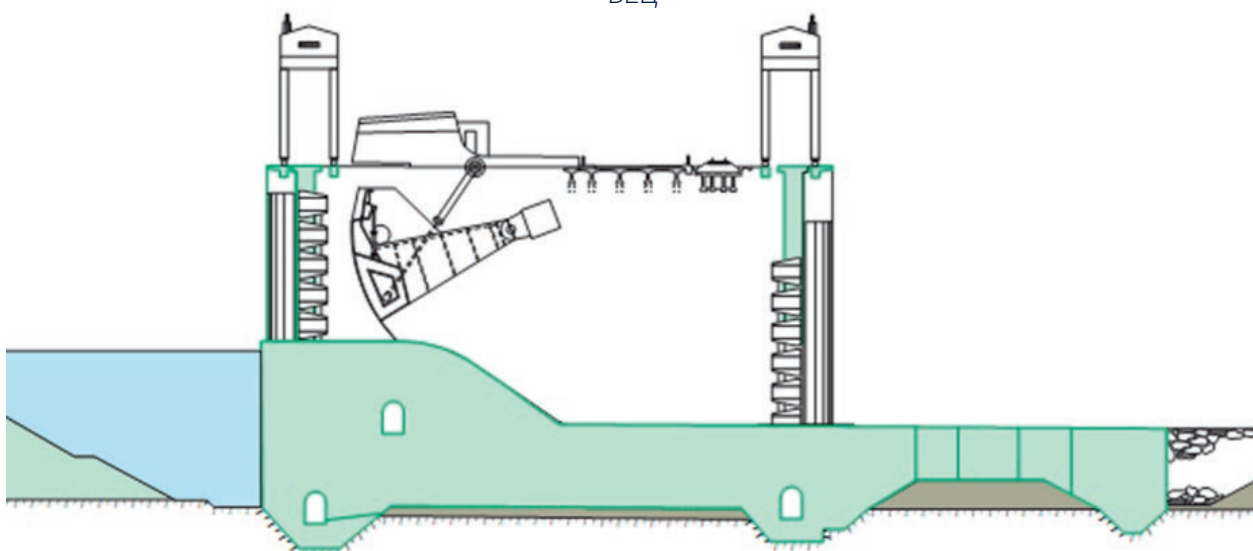
- Тип на турбините: Хоризонтални капсуловани турбогрупи с диаметър на работното колело 7,5 м, преработващи 4 760 м<sup>3</sup>/сек, изчислителен пад при естествен режим на долно водно ниво 9,90 м, а при подприщан режим – 9,00 м;

- Годишно производство на електроенергия: 2 x 2200 GWh.



Фиг. 2

ВЕЦ



Фиг. 3

Преливна част

Забележка: През 1992 г. е постигнато съгласие с румънската страна да се постави допълнително по една турбина на всеки бряг. Така броят на агрегатите ще бъде по 11 на всяка страна и общо 22 броя.

- **Шлюзове и корабоплавателни съоръжения**

Шлюзовете са разположени в горното водно ниво. Размерите на шлюзовата камера са в план 34x310 м и дълбочина на прага 4,5 м за кораби с товароподемност 1 500 t. В него едновременно могат да „шлюзват“ 9 шлепа заедно с тласкача им.

- **Бетонова стена с преливни отвори**

Бетоновата стена е нисконапорна с преливни отвори, разположени на дъното на реката. Те пропускат високите води с максимално водно количество 24 400 м<sup>3</sup>/сек; ледоходи и др.

Всяка стена се състои от 8 преливни полета с ширина 21,00 м, оборудвани със сегментни затвори 21,0/15,0 м.

- **Рибен проход**

Разположен е на българския бряг до ВЕЦ и има предназначението да пропуска в миграционния период (март до май) ценните есетрови риби от долно водно ниво към горното във водохранилището.

- **Насипна стена в руслото на река Дунав**

Стената е дълга 922 м и висока 39,00 м. Изгражда се чрез хидромеханизация с пясък и чакъл, взети от коритото на реката. Водоплътността се осигурява с противофилтрационна и шпунтова или шлицова завеса.

- **Пътна магистрала, ж.п. линия и енергийна връзка**

Предвидено е над съоръжението на хидровъзела да преминат:

- Пътна магистрала с 4 платна за движение;
- Ж.п. линия;
- Електропровод 400 kV, съединяващ българската и румънската енергийна система.

Над шлюзовите камери са предвидени повдигателни мостове за пътя и ж.п. линията.

на хидрокомплекса с обща дължина 282 км и средна ширина от 1,5 до 2,0 км. Обемът на водохранилището се мени от 2,7 до 4,35 млрд. м<sup>3</sup>. Средната многогодишна водна маса е 192 млрд. м<sup>3</sup>.

Водоохранилището се ограничава от защитни диги почти изцяло на румънския бряг и с около 100 км по-малко на българския бряг.

В зоната на влияние на водохранилището на българския бряг се намират 14 селскостопански низини, 28 населени места, 6 пристанища и 11 пристана, пътища и пътни мостове, гари и ж.п. линии, няколко индустриални обекти и др.

- **Защитни мероприятия на селскостопанските низини**

В зоната на влияние на водохранилището теренът край брега има равнинен характер и е ограничен от високите тераси, пресечени от притоците, вливащи се в р. Дунав.

В настоящия момент всички низини са защитени с диги с изключение на низината Балей – Куделин. В проекта на хидрокомплекса се надграждат старите диги и са предвидени съвременни технически решения за защитните и отводнителните мероприятия. Защитните диги с обща дължина 238 км се изграждат до необходимата кота от земен материал, като водният откос е защитен с облицовки.

- **Отводнителни мероприятия**

Предвиждат изпълнение на водоплътна завеса в основата на дигите през пропускливи от хидрогеоложка гледна точка участъци и система от дренажни кладенци. Чрез закрити колектори или открити канали водата се отвежда към помпени станции, за да се прехвърли обратно във водохранилището или използва за водоснабдителни и индустриални цели. Отводнителните системи се състоят от главни и второстепенни канали и помпени станции.

- **Населени места**

В този участък на брега на р. Дунав се намират градовете Никопол, Оряхово, Козлодуй, Лом и Видин. Също така по дунавския бряг или бреговете на притоците се намират още 23 села, които попадат в зоната на влияние на водохранилището.

За всички селища са предвидени

## ВОДОХРАНИЛИЩЕ

Коригираното корито на р. Дунав от изградените защитни диги се превръща във водохранилище

защитни и отводнителни мероприятия аналогично на тези от низините, които предпазват както от пряко заливане, така и от повишение на подпочвени води. Водохранилището изменя условията на водоснабдителните и канализационните обекти, което налага реконструкцията им.

- **Транспортни обекти**

- **Пристанища и пристани**

Под влияние на водохранилището се намират 5 пристанища: Сомовит, Оряхово, Козлодуй, Лом и Видин и 12 пристана. Те се реконструират като се повдигат на незаливаема кота или по икономически съображения се преместват на ново място. С реконструирането на пристанищата се преустройват и ж.п. гарите към тях - Сомовит, Оряхово и Лом.

Подприщването на притоците навътре в територията на страната води до изграждането на плавателни канали, като например по р. Вит – от Сомовит до Плевен и по р. Искър – до Червен бряг, което дава възможност да се построят нови пристанища във вътрешността.

- **Пътища и пътни мостове**

Водохранилището предизвиква повдигане на пътните участъци: Видин-Дунавци - Арчар, Мизия - Оряхово, Черквици - Никопол. Същевременно се повдигат и 8 пътни моста над притоците на р. Дунав.

- **Защита на високите брегове край река Дунав**

За предпазване от размив на високите брегове с дължина 75 км е предвидена съответна защита.

## ХТК „СИЛИСТРА – КЪЛЪРАШ“

- **Местоположение**

България и Румъния съвместно са изготвили Технико-икономически доклад (ТИД) в периода 1978 - 1985 г. Разгледани са два варианта за створ на хидровъзела в района на гр. Силистра:

- На км 384<sup>+500</sup> над гр. Силистра;
- На км 373<sup>+400</sup> под гр. Силистра (на границата с Румъния).

След сравняването на двата варианта за створ на хидровъзела на ХТК „Силистра – Кълъраш“, смесеният проектантски колектив приема за по-изгоден горния створ при км 384<sup>+500</sup> (разположен над гр. Силистра).

- **Ефекти от изграждането на хидрокомплекса**

Ефектът от реализацията на проекта за корабоплаването е както при ХТК „Никопол – Турну Мъгуреле“.

Енергиен ефект (за избрания створ над гр. Силистра, на км 384<sup>+500</sup>):

- Инсталирана мощност за една ВЕЦ: 265 MW;
- Обща инсталирана мощност: 530 MW;

- Годишно производство на ел.енергия от една ВЕЦ: 1 642 GWh;

Другите ефекти от изграждането на ХТК „Силистра – Кълъраш“ са подобни на тези, свързани с изграждането на ХТК „Никопол – Турну Мъгуреле“: стимулиране и регулиране на регионалната инфраструктура, включително защита на населените места от наводнение, защита на селскостопанските земи, отводнителни системи, напояване, пътна и ж.п. връзка през хидровъзела с транспортните мрежи на двете страни и др.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За изпълнението на проекти от такава величина се изисква обществена и политическа подкрепа. Ефектът за обществото от реализирането на тези проекти се отразява не само в икономическата сфера, но и в социално битовата. Ефектът не следва да се търси само в транспортната инфраструктура, свързана с корабоплаване, осигуряване на транспортни връзки между държавите, подобряване на вътрешната транспортна инфраструктура; производството на електроенергия от възобновяеми източници и редицата други ползи от изпълнението на тези проекти, а в тяхната цялост, оказваща влияние на цяла Северна България и даваща възможност за изпреварващо развитие на региона.

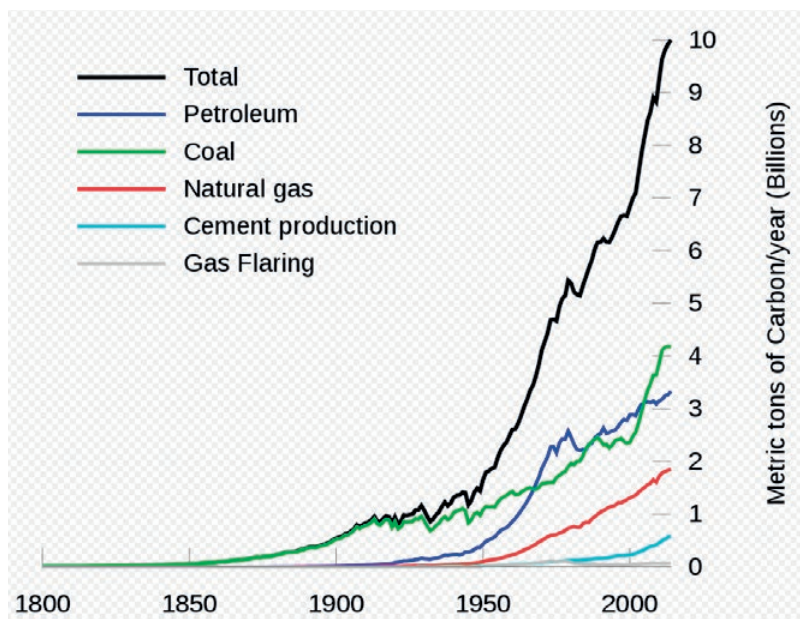
# ВЪЗОБНОВЯЕМИ ГОРИВА И ВЪГЛЕРОДНИЯТ ДИОКСИД

статия на проф. Венко Н. Бешков  
 Институт по инженерна химия, Българска академия на науките

Потреблението и производството на енергия заедно с опазването на околната среда са между най-важните предизвикателства в края на миналия и в настоящия XXI век. Към 2010 г. около 80 % енергията на планетата се произвежда от изкопаеми горива (въглища, нефт, природен газ) с продължаваща тенденция в тази посока. Интензивното използване на изкопаемите горива през периода на индустриалната революция (XIX-XX в.) доведе до размери на емисиите CO<sub>2</sub>, с които съществуващата на Земята растителност не е в състояние да се справи чрез фотосинтеза. Складираните изкопаеми горива в земните недра са се формирали от тогавашната растителност в продължение на милиони години и сега от тях се изхвърлят такива количества въглероден диоксид, с който настоящата растителност не е в състояние да се обезвреди. Към този проблем се добавя и изсичането на вековните гори в

Третия свят за разкриване на обработваеми земи за отглеждане на хранителни култури, с което преработващият капацитет на природата значително намалява.

Във връзка с това емисиите на въглероден диоксид - основен и неизбежен отпадък при изгарянето на въглерод-съдържащите горива, са основният антропогенен замърсител на въздуха, като предизвикват и усилват парниковия ефект. Той от своя страна допринася за промените в климата и главно за глобалното затопляне с всички вредни последици от това. Към 2013 г. концентрацията на CO<sub>2</sub> в атмосферата се е повишила с 120 ppm<sup>1</sup> спрямо 1880 г., достигайки 400 ppm. Само за годините между 1970 и 2004 г., емисиите на CO<sub>2</sub> са нараснали глобално с 80%, съответно от ~21 до ~38 гигатона. Динамиката на въглеродни емисии по източници в световен мащаб е показана на **фиг. 1**.



Фиг. 1

Динамиката на емисиите от CO<sub>2</sub> през годините.  
 Данните са от [https://en.wikipedia.org/wiki/Carbon\\_dioxide\\_in\\_Earth%27s\\_atmosphere](https://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_dioxide_in_Earth%27s_atmosphere)

<sup>1</sup> Съкращението ppm означава part per million, т.е. части на милион, милиграми за килограм.

Затова са необходими спешни мерки за ограничаване на емисиите на въглеродния диоксид в глобален мащаб. За съжаление разнопосочните интереси от икономически и геополитически характер на държавите и техните правителства пречат за предприемането на такива съгласувани мерки. Другият сериозен проблем от битово естество е нежеланието на човешките общества в Западния свят да се откажат от консуматорския начин на живот за сметка на опазването на околната среда. Един ефикасен финансов инструмент за тази цел е налагането на въглеродни квоти на предприятията (и държавите) и заплащането на санкции при превишаването на емисиите над тях.

Наскоро в Европейския съюз започнаха да се обсъждат въпросите за затваряне на топлоелектрическите централи, ползващи въглерод-съдържащи горива (въглища и газ).

По-долу ще се спрем на по-важните технологични мерки за намаляването на въглеродните емисии във въздуха.

#### 1. Повишаване на енергийната ефективност.

Тя цели намаляването на потреблението на въглерод-съдържащи горива в индустрията, бита и транспорта. Това се постига чрез нови по-малко енергоемки технологии в индустрията с намалена консумация на енергия. По този начин се постига двоен ефект: намалени енергийни (и парични) разходи и намалени емисии от въглероден диоксид. Първата мярка е в икономията и оползотворяването на топлинната енергия, отделяна при технологичните процеси и вкарването ѝ обратно в производствения цикъл. Втората мярка е въвеждането на машини и производствени процеси с ниска консумация на електроенергия.

Най-често подобрената енергийна ефективност в бита се състои в икономията на топлинна енергия и се изразява в подобрена топлоизолация, както в големите жилищни блокове, така и при еднофамилните къщи. При последните ефектът се наблюдава незабавно и отчетливо.

Автономно хранване с енергия се прилага масово при еднофамилните къщи – слънчеви панели за отопление и топла вода, термопомпени инсталации и пр.

В транспорта енергийната ефективност се изразява в повишената мощност на

двигателите с вътрешно горене за единица консумирано гориво. Консумацията на гориво за 100 км пробег достига до 2-3 л/100 км.

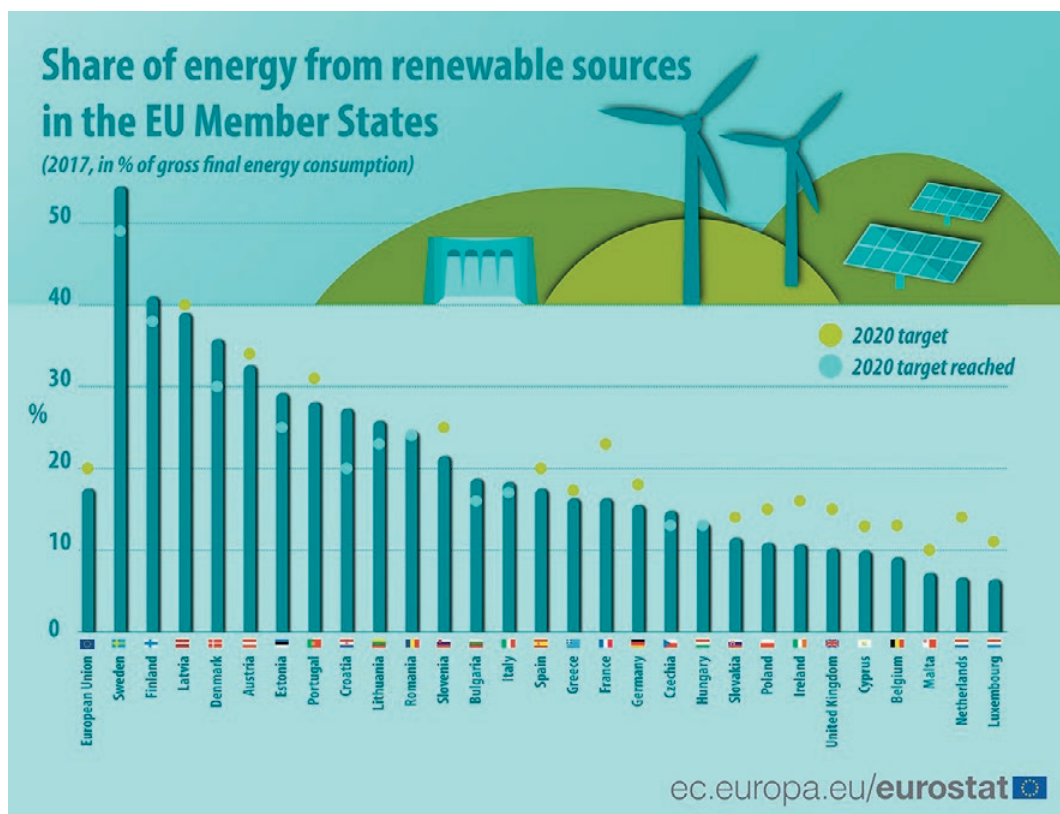
2. **Използване на водород.** Идеята за замяна на въглерод-съдържащите горива с водород е твърде примамлива поради две основни причини. Първата е най-високото енергийно съдържание на енергия за единица маса при водород (147 гигаджаула/тон спрямо енергийното съдържание в петролния еквивалент, 41,86 гигаджаула/тон). Втората причина е в безотпадната технология на употребата му: при изгарянето на водорода се образува вода, която е суровина за неговото производство. Все по-масово става използването на водород в транспорта и енергопотреблението било чрез директно изгаряне, било чрез горивни клетки с различна мощност според приложението.

Проблеми за по-масовото приложение на водород са високата консумация на енергия за производството му чрез електролиза, както и при безопасното му складиране и съхранение под високо налягане, поради голямата взривоопасност. Независимо от тези причини водородът ще продължава да навлиза в енергийния сектор и в транспорта.

#### 3. Въвеждане на възобновяеми безвъглеродни енергийни източници.

Водоелектроенергичните електростанции (ВЕЦ) са най-старият пример. Наред с тях в ново време все по-голямо значение добиват соларните инсталации, при които под действие на слънчевата светлина фотоволтаиците генерират електродвижеща сила. Ветровите електростанции са широко разпространени по света в районите с постоянни силни въздушни течения. Макар и без да консумират въглерод-съдържащи горива, изброените съоръжения по различен начин смущават околната среда: промяна в ландшафта и въздействие на еко-системите (ВЕЦ); унищожаването на плодородна земя поради засенчването ѝ със слънчевите панели (соларните инсталации); смущаване на миграцията на прелетните птици (ветровите станции). Освен това и трите са зависими от метеорологичните условия (валежи, слънчеви дни, вятър). Известни са и опити за използването на енергията на приливните морски вълни, но все още с демонстрационни цели. Разпределението на употребата на възобновяемите енергийни източници в Европейския съюз е показано на **фиг. 2**.





Фиг. 2

Дялове на използване на ВЕИ в страните от Европейския съюз за 2017 г.

- Въвеждане на възобновяеми въглерод-съдържащи енергийни източници.** В този случай серазчитана биогорива, произведени от биомаса, отглеждана понастоящем. В този случай размерът на емисиите от въглероден диоксид е ограничен от консумираната биомаса, която е отглеждана в настоящия момент и е съпоставима с наличната растителност и потенциала ѝ за фотосинтеза. Такива биогорива са етанолът, биогазът и биодизелът. Те са възобновяеми и икономически и екологично устойчиви, тъй като се възпроизвеждат целенасочено и по естествен начин.

**Етанолът** се използва като разтворител, гориво и като анти-детонационна добавка към бензините. По биологичен път традиционно той се получава при ферментацията на зърнени култури (царевица, пшеница, ечемик), съдържащи скорбяла. Прекомерното производство на етанол по този начин доведе до поскъпване на зърнените култури и до проблеми с изхранването на бедните държави в Третия свят. Освен това интензивното производство на етанол по ферментационен път от скорбяла води до обезлесяване заради разкриването на повече орна земя. Тези недостатъци водят до производство на

етанол от суровини „второ поколение“, т.е. от отпадъчни лигно-целулозни материали (слама, сено, царевични стъбла и кочани, листна маса и пр.). Технологично тези процеси са по-трудоемки и енергоемки поради необходимостта от предварителна обработка на суровините.

**Биогазът** представлява смес от метан и въглероден диоксид с преобладаващо съдържание на метан. Той се получава при анаеробната ферментация на въглерод-съдържащи отпадъци от биологичен произход: оборски и друг тор, целулоза-съдържащи материали, отпадъци от хранителната промишленост и спиртоварството, от битови отпадъци и пр. Високото съдържание на метан го прави подходящ заместител на природния газ за отопление, за гориво в двигатели с вътрешно горене, както и за производство на електроенергия чрез ко-генерация. Тези приложения са широко разпространени, както в развитите страни, така и в Третия свят, макар и на по-примитивно ниво.

Други приложения биогазът може да намери за получаването на синтез-газ (смес от въглероден монооксид и водород), който е суровина за производството на леки горива.

Процесът е известен като сух реформинг.

Биогазът дава отлична възможност за съчетано обезвреждане на органични отпадъци с получаването на евтина енергия и горива.

**Биодизелът** представлява смес от естери на висшите мастни киселини с метанола (и понякога с етанола), като за суровина служат природните мазнини от растителен или животински произход. Идеята да се използва биодизел също е в замяната на изкопаеми горива с гориво, произведено в настоящето и съвместимо с настоящия капацитет на природата да обезвреди емисиите от въглероден диоксид. Характеристиките на биодизела в сравнение с традиционното дизелово гориво показват някои предимства. Емисиите на въглероден монооксид при биодизела са 60% от нормите на ЕС, докато при традиционното дизелово гориво те са 180%. Емисиите на фини прахови частици при биодизела са 95% от допустимото по нормите на ЕС, докато при традиционния дизел те са 190%. Същото се отнася и за емисиите на остатъчни въглеводороди: 90% при биодизела спрямо 150% при традиционното дизелово гориво. Недостатък при използването на биодизела е непостоянният му състав според произхода на използваните мазнини, опасността от полимеризация и сгъстяването му при много ниски температури. Затова той се използва като добавка към традиционното дизелово гориво. Друго препятствие за по-широката употреба на биодизела е голямото количество отпадъчен глицерол, който поради замърсяването му трудно намира пласмент като самостоятелен продукт.

**Като общо заключение може да се каже, че при използването на възобновяеми горива, основани на биомаса, се отделя въглероден диоксид като отпадък, който допринася за парниковия ефект. Не бива да се забравя, че при отглеждането на растителните култури се изразходва значително количество енергия и горива, които също натоварват атмосферата с CO<sub>2</sub>. Това налага да се търсят методи за улавяне, обезвреждане и рециклиране на въглеродния диоксид.**

5. **Обезвреждане на въглероден диоксид.** По принцип се предлагат два подхода: единият се състои в улавянето и складирането на въглеродния диоксид в големи количества в изоставени мини и изчерпани петролни и газови кладенци. Този подход крие значителни неудобства и заплахи. Той е неприложим за газовете, отделяни от

транспорта. При стационарните източници (горивни инсталации, ТЕЦ) съдържанието на CO<sub>2</sub> в димните газове достига едва 14% (об.), което предполага фракционно сепариране и компримиране до високи налягания, а те изискват нов разход на енергия и ново замърсяване на атмосферата. От друга страна складирането на компримираните газове не дава отговор какво ще се случи с тях след изчерпване на капацитета на хранилищата.

Вторият подход предполага улавяне и оползотворяване на въглеродния диоксид. Оползотворяването предполага вторична употреба като продукт или като суровина за други производства.

Един такъв метод, макар и с ограничено по мащаб значение е използването му в свръх-критично състояние за екстрагент на термо-чувствителни природни продукти. Друго приложение е вкарването на въглероден диоксид от димни газове в оранжерии, където той да се обезврежда чрез естествена фотосинтеза и да служи като източник на въглерод за отглежданите растения. Този метод предизвиква интерес при култивирането на микро-водорасли, богати на липиди (мазнини). Те могат да служат като субстрат за производството на биодизел. Тези водорасли са известни като възобновяеми енергийни източници от „трето поколение“. От получените липиди може да се произведат различни органични вещества с практическо приложение: етанол, бутанол, метан и пр.

Известни са много опити за рециклиране на въглеродния диоксид в органични продукти, като с това да се намали консумацията на нефт и газ като суровини за органичния синтез и като горива. Проблем за тези приложения е фактът, че въглеродният диоксид се получава при окисление (или горене) на въглерод-съдържащи химични съединения, съпроводено с отделяне на енергия. Следователно, превръщането на CO<sub>2</sub> в по-нисковалентни съединения изисква внасянето на енергия, т.е. ново натоварване на атмосферата с въглероден диоксид. Това обстоятелство трябва да се има предвид при рециклирането му.

Превръщането на въглеродния диоксид в химически продукти или горива е обект на много изследвания, както в миналото, така и сега.

Най-старата известна каталитична реакция за редукция на въглероден диоксид до метан (Сабатие & Сандеренс, 1897) изисква

висока температура (400°C) и налягане, което се изразява в голям разход на енергия. Понастоящем се предлагат различни каталитични процеси за получаването на анти-детонационни добавки към бензините (диметилетер), мономери за полимери (поликарбонати, акрилова киселина). Известни са различни методи за каталитична редукция на CO<sub>2</sub> до синтез-газ (смес от въглероден моноксид и водород), от който по каталитичен път се получават леки въглеводороди (бензини), формалдехид, мравчена киселина, метанол и пр.

Повечето от тези методи водят до продукти, които досега са получавани от нефт като суровина. Други, които са горива, макар и отчасти ще заместят консумацията на нефта, газа и въглищата.

Един метод, по който може да се извърши редукцията на въглеродния диоксид без внасянето на енергия е използването му като окислител в горивна клетка, като се използва друг редуктор (напр. замърсени отпадъчни води) като гориво. Въглеродният диоксид се улавя в алкален разтвор на натриева основа и след това се пропуска през горивна клетка за да се редуцира до полезни продукти (мравчена киселина, метанол). Заедно с това редукторът се окислява и се разрушава. Този метод има двойно предимство: рециклиране на CO<sub>2</sub> в

ценни продукти и пречистване на отпадъчни води, което иначе е свързано пак с разход на енергия и замърсяване на атмосферата.

Известни са и опити за редукция на въглеродния диоксид до метан чрез електролиза. В този случай ефектът от рециклирането на въглеродния диоксид до гориво частично се унищожава от разхода на енергия за електролизата.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

От изложените методи и технологични постижения се вижда, че във всички случаи трябва да се държи сметка върху глобалния баланс в кръговрата на въглерода в природата и рециклирането и оползотворяването на въглеродния диоксид. Преките методи за неговото обезвреждане или изключване се свеждат до намалена консумация на енергия и нейното пестеливо разходване и до замяната на въглерод-съдържащите горива при добива на енергия.

Във всички случаи възможните мерки не са универсални, а зависят от конкретните природни и климатични условия на различните държави, от тяхното икономическо развитие и традиции.

# ЗЕЛЕНАТА ВОДОРОДНА ЕНЕРГЕТИКА - НЕРАЗДЕЛНА ЧАСТ ОТ ЕНЕРГИЙНИЯ ПРЕХОД

статия на проф. Христо Василев

Водородът е химичен елемент, отбелязан със символа H и има атомен номер 1 в периодичната система. При стандартни температура и налягане водородът е безцветен, нетоксичен и лесно запалим двуатомен газ с молекулна формула H<sub>2</sub>. Основната част от водорода на

земята е свързан с молекули, като тези на водата и органичните съединения, тъй като той лесно образува ковалентни съединения с повечето неметални елементи. В **табл. 1** са представени енергийните съдържания на основните енергоносители.

№	Енергоносител	Енергийно съдържание (калоричност) /kg	Плътност	Енергийна калоричност на m <sup>3</sup> или на l	Топлинна калоричност
1.	Водород	тенге	0.09 kg/m <sup>3</sup>	3.54 kWh/m <sup>3</sup>	~ 85% ≈ 33.33 kWh/kg
2.	Метан CH <sub>4</sub>	-	0.72 kg/m <sup>3</sup>	10 kWh/m <sup>3</sup>	~ 90% ≈ 9.0 kWh/m <sup>3</sup>
3.	Природен газ	182 148	0.8 kg/m <sup>3</sup>	11.1 kWh/m <sup>3</sup>	~ 90% ≈ 10 kWh/m <sup>3</sup>
4.	Дизел	476 802	0.83 kg/l	10.5 kWh/l	~ 94% ≈ 9.8 kWh/l
5.	Бензин	56 448	0.75 kg/l	9.0 kWh/l	~ 94% ≈ 8.5 kWh/l

Таблица 1

От представените данни става видно, че водородът е с около 8 пъти по-малка плътност от природния газ и с около три пъти по-високо енергийно съдържание на килограм спрямо основната част от енергоносителите, намиращи се на пазара. Точката му на втечняване е чувствително по-ниска (-258°C в сравнение с природния газ -161°C), което изисква повече енергия при втечняването и при транспортирането и специална инфраструктура.

Водородът има едно съществено преимущество пред останалите енергоносители, а именно: при неговата трансформация в електричество (Gas to Power) се отделят нулеви емисии на CO<sub>2</sub>. Чрез трансформацията Power to Gas електрическата енергия се преобразува във водород и може да се съхранява сезонно (в солни пещери, изчерпани газови находища, бутилки и др.).

Поради екологичната неутралност на водорода, високата калоричност 39.39 kWh/kg и възможността електрическата енергия да се трансформира с висока ефективност във водород, през последните две десетилетия се формира едно ново направление в енергетиката, а именно: водородната енергетика. Когато водородът се произвежда от възобновяема енергия, той се нарича **зелен водород** [1], [4]. В комбинация с възобновяемата енергетика постепенно ще се формира енергетиката на бъдещето, която ще осигурява към 2050 година над 60 000 TWh електрическа енергия.

Генерирането на водород по принцип е просто. Електролизата е известна от 1800-та година. Методът, известен като алкална електролиза (АЕ), е в търговска употреба от средата на 20-ти век.

## АЛКАЛНА ЕЛЕКТРОЛИЗА - АЕ

Използва се клетка с катод, анод и електролит на базата на разтвор с каустични соли. Когато се приложи напрежение върху катода и анода, водата се разлага в алкалния разтвор. Водородът се отделя на катода, а кислородът – на анода. Между двата електрода е разположена мембрана, която позволява само на отрицателно заредените йони на кислород и водород (ОН-) да преминат през нея, като по този начин се отделят газовете. По време на реакция се отделя топлина, която, ако се използва, се повишава общата ефективност на процеса. След това водородът трябва да бъде почистен, изсушен и ако е необходимо - компресиран.

Електролитът е течен, което означава, че алкалният електролизер изисква повече допълнително оборудване, като например помпи за електролита, промиване с разтвор и др. Въпреки че в момента тази технология е с най-ниски първоначални инвестиции, тя има сравнително високи експлоатационни разходи.

## ПРОТОННА ОБЕМНА МЕМБРАНА - (РЕМ)

Принципът на действие е обратен на горивните клетки (т.е. чрез електричество получаваме водород, докато при горивните клетки чрез водород се получава електричество). При тази технология не се изисква течен електролит. Използват се два електрода и полимерна мембрана, през която могат да преминат само положително заредени водородни протони. В сравнение с алкалната електролиза, РЕМ-електролизата има предимство, че бързо реагира на колебанията, характерни за производството на възобновяема енергия. Тази технология често се използва за разпределени енергийни системи, тъй като оборудването е с ниски експлоатационни разходи и същевременно доставя висококачествен водород.

## ЕЛЕКТРОЛИЗЕРИ С АНИОБМЕННА МЕМБРАНА - (АЕМ)

Подобно на алкалната електролиза, тази технология позволява отрицателно заредените йони (ОН-) да преминат през мембраната. АЕМ не се нуждае от използване на скъпи метали, необходими като катализатори при РЕМ-електролизата. Процесът е ефективен при помалки мащаби, което го прави подходящ за децентрализирани приложения.

Основателят и изпълнителен директор на компанията Enapter, С. Юстус Шмит работи върху революционна технология във водородната енергетика, а именно да създаде миниатюрен АЕМ електролизер с размерите на домашна микровълнова фурна. Първите разработени устройства могат да произведат водород с цена под 7 €/kg. Към 2030 година г-н Шмит възнамерява да намали тази цифра до 1.5 €/kg. Възможно ли е това? Той не е първият ентузиаст. Мнозина преди него са се опитвали да реализират тази идея, но не са успели. Ако той успее, това означава, че ще произвежда водород за самостоятелно потребление и за сезонно съхранение и по този начин може да се достигне пълна енергийна самодостатъчност. Капиталовите разходи са обещаващи и при условие, че има евтино зелено електричество за захранване на електролизерите, целта на Шмит е достижима. А такова електричество ще осигурят PV и вятърните централи в близкото бъдеще.

## ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНА ЕЛЕКТРОЛИЗА - НТЕ

Тази технология използва малко по-различна концепция чрез керамични мембрани, които произвеждат йони при много високи температури като отделят прегрялата пара с температура от 600 до 800° С и водород и кислород. Тъй като по-голямата част от енергията, необходима за този процес, се осигурява от топлината, необходимостта от електрическа енергия намалява, когато се използва топлинна енергия от промишлени отпадъци, която струва малко или нищо. Този метод може да бъде много ефективен по отношение на електрическото захранване, като неговата ефективност е по-висока, отколкото при другите методи (АЕ, РЕМ, АЕМ).

## ЕЛЕКТРОЛИЗЕР + ГОРИВНА КЛЕТКА В ЕДНО УСТРОЙСТВО - RSOC

В този случай се комбинират две устройства в едно, т.е. високотемпературната горивна клетка е реверсивна rSOK и тя не само може да произвежда електричество, но може да произвежда и водород чрез електролиза [2]. Произведеният зелен водород може да се съхранява сезонно и по-късно (примерно през отоплителния сезон) да се преобразува в електричество. Изследователи от Forschungszentrum Jülich са разработили реверсивна високотемпературна горивна клетка rSOK, която постига електрическа ефективност 60 %. До този момент такава ефективност не е постигана в световен мащаб.

При необходимост с тази система могат да се компенсират колебанията при производството на възобновяема енергия и да се противодейства на различията между търсенето и предлагането.

## КОЛКО ЩЕ СТРУВА ПРОИЗВЕДЕНИЯТ ЧРЕЗ ЕЛЕКТРОЛИЗА ВОДОРОД?

При формирането цената на водорода се включват следните компоненти:

- капиталови разходи за електролиза;
- разходи за поддръжка и подмяна на износени мембрани;
- разходи за сушене, почистване, компресия на водорода и транспорт от мястото на производство до мястото на консумация;
- разходи за електроенергия, необходима при производството на водород.

### Определяне цената на водорода, произведен от АЕМ електролизер

При настояща цена на АЕМ електролизер 7000 € (в Китай) с производителност  $\frac{1}{2}$  m<sup>3</sup> водород на час или 1 kg водород на 24 часа и експлоатационен живот от 30 000 часа на електролизера, се постига цена от 5.2 €/kg, което съответства на 0.132 €/kWh. При ефективност на електролизера 73% са необходими 54 kWh зелена енергия за производството на 1 kg зелен водород. При цена на PV енергия + съхранение от 0.04 €/kWh, това ще оскъпи цената на зеления водород с около 2.2 €/kg или с 0.056 €/kWh водород. Сумарната цена на водорода ще бъде 0.188 €/kWh.

Каква би била цената на зеления водород при следните изходни условия:

- относителна цена на АЕМ електролизера 2 500 € за производителност 1 kg водород за 24 часа;
- експлоатационен живот на АЕМ електролизера 45 000 часа;
- цена PV енергия + съхранение след 2030 год. около 0.02 €/kWh;
- ефективност на електролизера 80% или разход от 49.3 kWh за 1 kg зелен водород.

Капиталовата компонента ще бъде 1.238 €/kg или 0.031 €/kWh. Енергийната компонента ще бъде 0.986 €/kg или 0.025 €/kWh. Крайните цени ще бъдат:

- 2.224 €/kg H<sub>2</sub>
- 0.056 €/kWh H<sub>2</sub>

**Възможно ли е на територията на България към 2035 година да се произвежда зелен водород с цена под 1.5 €/kg? За да се отговори на този въпрос, е необходимо да се изследва изменението на основните показатели, които оказват влияние върху цената на зеления водород.**

- **Относителна цена на електролизерите с производителност 1 тон водород за 24 часа**

Цената на алкалните електролизери, произведени на Запад, падна с 40 % в периода от 2014 до 2019 г., а цените на електролизерите, произведени в Китай, са до 80 % по-ниски от тези, произведени на Запад. След обобщен анализ на изменението на цените през последните години в различни страни по света и отчитайки новите технологични решения, новите материали и предстоящата автоматизация на производствените процеси, следствие очакваното нарастване на пазарния дял на електролизерите, очакваната цена към 2035 година е 1.3 млн. € за производителност 1 тон водород за 24 часа [3], [10].

- **Цена на PV-енергията към 2035 година за полева PV-централи с мощност около 15 MWp, която е изградена в близост до голям потребител на водород и може да произведе необходимата електрическа енергия за производството на 365 - 400 тона водород годишно.**

От началото на 2020 година се получиха следните ценови рекорди на PV-енергията в различни страни по света:

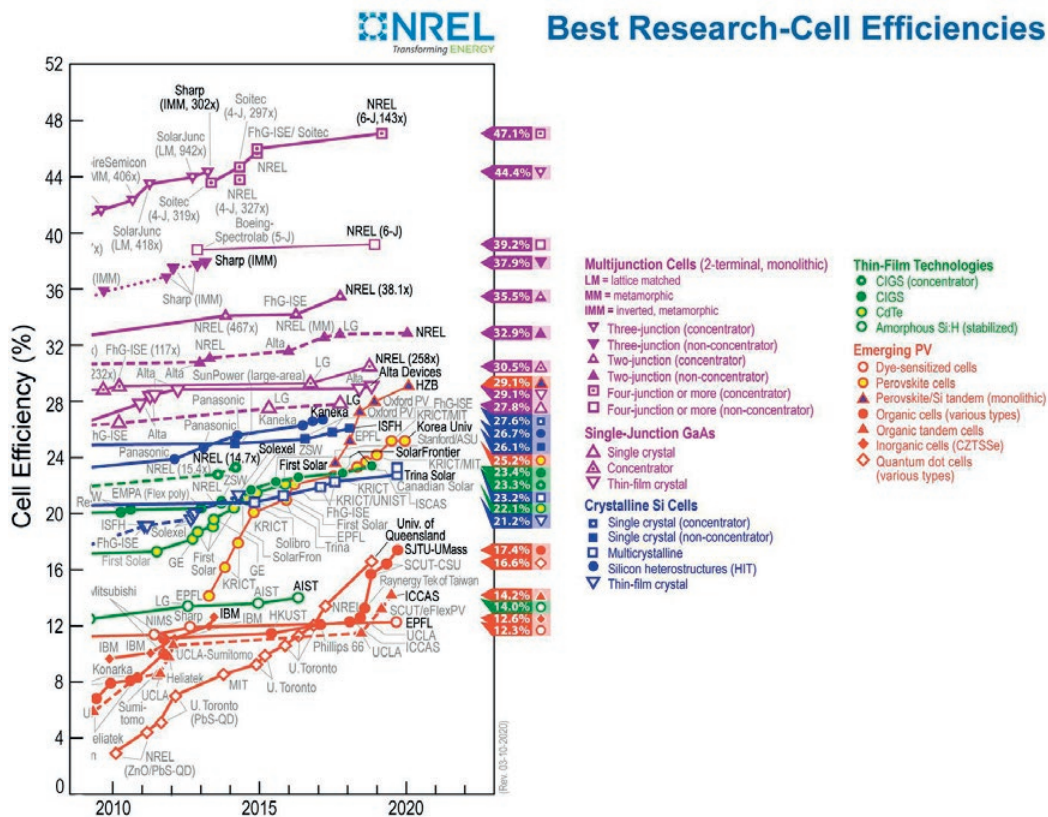
- 0.0157 \$/kWh за проект от 0.8 GWp в Катар с период на изкупуване на енергията от 25 години [5];
- 0.0161 \$/kWh за проект от 1.47 GWp в Саудитска Арабия с период на изкупуване на енергията от 25 години [6];
- 0.01859 \$/kWh за проект от 1.3 GWp в щата Ню Йорк-САЩ с период на изкупуване на енергията от 20 години [7];
- 0.0335 €/kWh за проект в Германия през март 2020 година [8], което е рекорд на Германия.

В Абу Даби поради COVID-19 беше отменен търг за PV-централи от 1.5 GWp. За този търг очакванията бяха за печеливша оферта с цена под 0.015 \$/kWh [9].

Посочените ценови рекорди показват, че цената на PV-енергията в определени страни по света спада към 0.015 \$/kWh. Възможно ли е цената на PV енергията да спадне до 0.01 \$/kWh?

През 2015 год. в Дубай на търг за изграждане на PV-централи беше достигната цена на енергията 0.03 \$/kWh. След обявяването на цената имаше коментари, че това е възможно най-ниската цена на PV-енергията и че едва ли този ценови рекорд ще бъде подобрен. През последните няколко месеца сме свидетели на непрекъснато намаляващи цени на PV-енергията. Ако се

апроксимират кривите на изменение на цените на PV-панелите и инверторите (които са формирани от реалното изменение на цените през последните 40 години), към 2025 година се получават апроксимирани цени на панелите под 0.12 \$/Wp. Тази цена и повишената ефективност са предпоставки за получаване цена на PV-енергията под 0.01 \$/kWh в екваториалните райони в света с пазарна икономика. За период от 6 години (2015 - 2020) глобалните минимални цени на PV-енергията спаднаха около 2 пъти (от \$0.03 на \$0.015). Направената прогноза за периода до 2025 година предвижда цените да спаднат до \$0.01, т.е. с 33%. Като се отчете фактът, че PV-индустрията излиза от „детската си възраст и навлиза в младо юношеската възраст“, трябва да се очаква и преодоляване на следващата ценова бариера от \$0.01.



Фиг. 1

На **фиг. 1** е представено нарастването на ефективността на лабораторни образци на PV-клетки за съществуващите и нововъзникващи PV-технологии. От фигурата става видно, че през последните 10 години се забелязва непрекъснат ръст на ефективността на PV-клетките. Именно увеличената ефективност на PV-клетките стои в основата на постоянното намаляване на цените на PV-панелите и в крайна сметка в намаляване на цените на PV-енергията. Непрекъснатото съкращаване на времето за преход от лабораторни образци към серийно производство оказва влияние върху намаляването на цените на PV-енергията. Годишният ръст на PV-инсталираните мощности

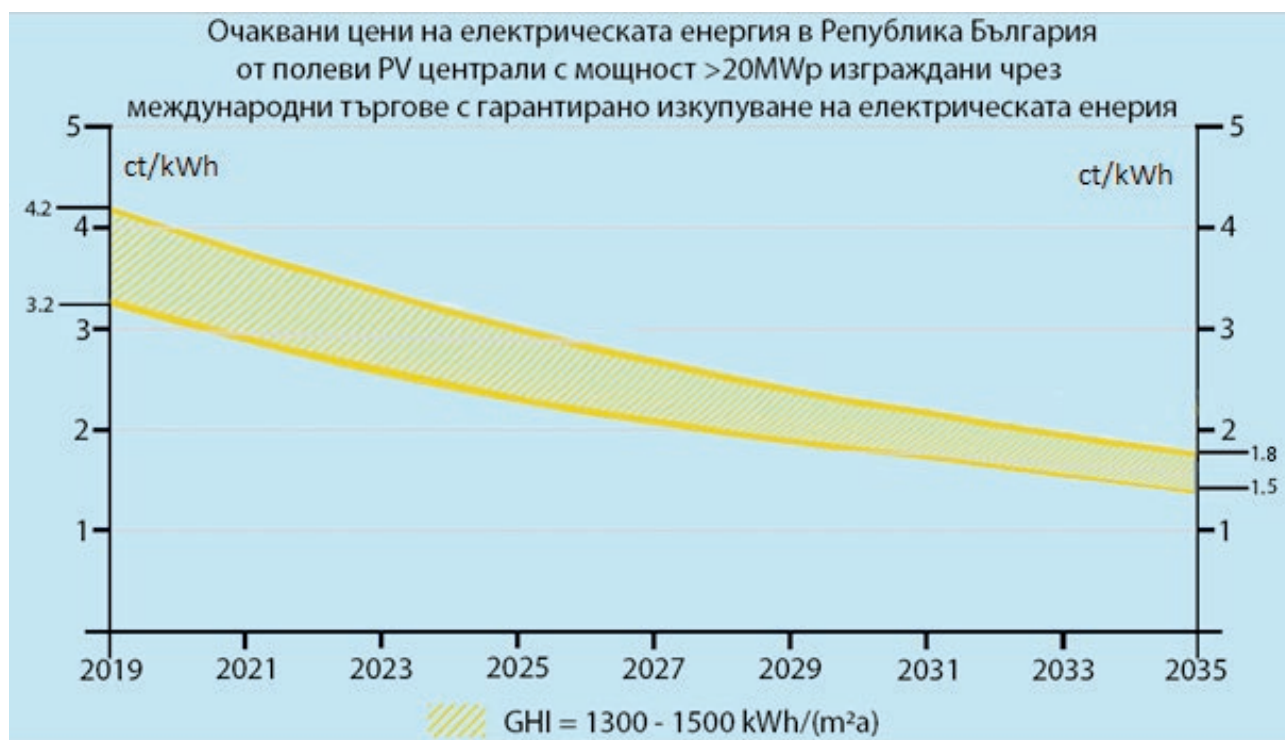
в глобален мащаб за периода от 2009 до 2019 е представено на **фиг. 2**, като средногодишният ръст на нарастване на инсталираните мощности е 31%. Ако годишният темп на нарастване през следващите 10 години постепенно спадне до 22%, се очаква през 2028 година годишните глобални инсталирани PV-мощности да достигат 1 TW, а глобалното годишно нарастване на генерираната енергия от новоизградените PV централи да достигне 1200 TWh. За изграждането на 150 реактора ще са необходими над 1 трилион долара и период на строителство от минимум 10 години, при това с нулеви емисии на CO<sub>2</sub> и нулеви радиоактивни отпадъци.



Фиг. 2

Представените данни за ценовите рекорди, повишаването на ефективността на PV-клетките и годишното нарастване на инсталираните мощности в глобален мащаб поставят въпроса как ще се изменя цената на енергията от PV-централи в България през годините до 2035 година. За да се отговори на този въпрос, е използвана методиката на Fraunhofer ISE, чрез която е определено изменението на цената на PV-енергията за период до 2035 година.

Получените резултати са представени на **фиг. 3**. Очакваната минимална цена на енергията към 2035 година в България се очаква да бъде 0.015 €/kWh. По същата методика е определено изменението на цените на енергията в Германия. За южния германски град Фрайбург е получена цена от 0.0205 €/kWh към 2035 година. Цените са определени на основата на публични търгове, като се приема офертата с най-ниска цена на енергията за период от 25 години.



Фиг. 3



- Очакваното нарастване на годишните производства на електролизери ще повиши тяхната енергийна ефективност до 85% и експлоатационния им живот до 60 000 часа.

Повишената ефективност ще намали енергийните разходи за производството на един килограм водород до 46.4 kWh/kg H<sub>2</sub>.

- Изследване, проведено от учени на Масачузетския Технологичен Институт (MIT) доказва, че цените на батериите за краткосрочно съхранение на енергия след 2030 година ще спаднат под 20 \$/kWh [11].

Това означава, че при режим на работа на батерията „заряд-разряд“ два пъти дневно, цената на енергията от батерията ще се оскъпява не повече от 0.005 \$/kWh.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При цена на електролизера с производителност 1 тон водород на 24 часа от 1.3 млн. €, цена на PV-енергията от локална централа 0.015 €/kWh, ефективност 85%, експлоатационен живот от 60 000 часа и цена на батерията за краткосрочно съхранение на енергията от 20 \$/kWh **към 2035 година цената на зеления водород, произведен в България, ще бъде с цена под 1.5 €/kg.** С тази цена на водорода ще бъдат заменени фосилните енергоносители, използвани при производството на стомана, цимент, алуминий, амоняк, при тежкия товарен автомобилен транспорт (ТИР) ще бъде заменено дизеловото гориво с водород.

В табл. 2 са представени енергийните разходи на следните три технологии за тежкотоварен автомобилен транспорт: водородна, ДВГ и чисто електрическа.

№	Енергоносител	Вид на технологията		
		Водородна	ДВГ	Електрическа
1.	Енергийни разходи за пробег от 1200 km	80 kg H <sub>2</sub> 3151 kWh	360 l дизел 3780 kWh	1200 kWh
2.	Брой на зарежданията и продължителност	1 брой ~ 15 min	1 брой ~ 15 min	2 броя по 2.5 часа
3.	Увеличение на теглото на автомобила	~ 800 kg	400 kg	5.0 тона
4.	Вредни емисии	нулеви	значителни	нулеви
5.	Разходи за гориво към 2030 г.	При цена 1.5 €/kg 120 €	При цена 1.3 €/l 468 €	При цена 0.08 €/kWh 96 €

Таблица 2

Водородната технология ще се наложи в тежкотоварния автомобилен транспорт следствие нулевите емисии, дългия пробег с едно зареждане и ниската цена на водорода към 2030 година. Електрическата технология при тежкотоварния автомобилен транспорт на този етап на развитие отстъпва на водородната поради удълженото време за зареждане, увеличеното собствено тегло на влекача и намалената дължина на пробега с едно зареждане.

За останалите видове транспорт (леки автомобили, автобуси, лекотоварен транспорт) бъдещето е на електрическата технология.

Екип от учени от университета Куисланд в Австралия комбинира два процеса, които

поотделно подобряват незначително ефективността на електролизерите, а когато се комбинират подобряват значително ефективността и по този начин могат да постигнат максималната гранична ефективност за процеса „Електролиза“ [12].

Германските компании UNIPER и SIEMENS си сътрудничат по съвместни проекти за насърчаване на използването на зелен водород. Конвенционалните газови инсталации за производство на водород ще бъдат постепенно трансформирани в инсталации за зелен водород. UNIPER планира да преустрои своите енергийни инсталации за производство на водород (най-често от природен газ) в такива за производство на зелен водород в следващите 5 години [13].

Американският инвеститор в слънчева енергия Джим Спано смята, че правителственият стимул за справяне с последствията от COVID-19 не само може да подпомогне възстановяване на слънчевата индустрия, но и да я доведе до нови висоти. По този начин ще се открият нови работни места и ще се реализират програмите на отделните щати за 100% възобновяема енергия RE100 [14].

Водородът може да замени изкопаемите горива в трудноуспоимите сектори на икономиката (стоманодобив, производство на амоняк и химически торове, алуминий и цимент и гориво за тежкотоварните камиони) и да се намалят с една трета глобалните емисии от изкопаеми горива. За захранване на електролизерите с възобновяема енергия към 2050 година ще са необходими около 31000 TWh електроенергия от ВЕИ, т.е. повече, отколкото в момента се произвежда в световен мащаб от всички източници [3].

## ИНФОРМАЦИОННИ ИЗТОЧНИЦИ

[1] PV Magazine - 21.03.2020 Hydrogen is getting cheaper

[2] Fuel Cells Works - 31.12.2018 Efficiency Record Forschungszentrum Jülich

[3] Bloomberg NEF,s Hydrogen Economy Outlook says stronger policies needed for hydrogen succeed

[4] PV Magazine - 16.03.2020 hydrogen is the first

[5] Qatar,s „800 MW tender draws world record solar power price of \$0,01567/kWh „- 23.01.2020

[6] PV Magazine - 03.04.2020 - Lowest shortlisted big in Saudi 1,47 GW tender was \$ 0,0161/kWh

[7] PV Magazine - 24.03.2020 New York allocates 1 GW as renewable auction delivers \$18,59/MWh average price

[8] German PV tender delivers record low solar power price of € 0,0335/kWh

[9] PV Magazine - 19.03.2020 COVID 19 reportedly delays of solar world record

[10] PV Magazine - 28.01.2020 Green hydrogen costs projected to decrease by up to 60% by 2030

[11] Energyjobline - 13.08.2019 New study finds renewable energy storage cost needs to drop 90%

[12] Nature Communications „Approaching the activity limit of CoCe2 for oxygen evolution via Fe doping and Co vacancy

[13] PV magazine-09.04.20 Bringing hydrogen to market

[14] PV Magazine, 09.04 20- COVID-19 will provide a significant enhancement to the renewable industry.

# ЕСО ЧАСТ ОТ ПРОЕКТА INTERFACE В ТЪРСЕНЕ НА ИНОВАЦИИ ЗА ЕФЕКТИВНО ИЗПОЛЗВАНЕ НА ВЕИ

статия на Димитър Зарчев - директор на ЦДУ на ЕСО



Не много отдавна, само едно десетилетие назад, електроенергийните системни оператори планираха и управляваха електроенергийните системи в условията на централизирано производство на електроенергия от конвенционални източници, доставяйки електроенергията до големи индустриални консуматори и големи градове с добре развита инфраструктура, както по отношение на преноса, така и по отношение на разпределението на специфичната стока, наречена електроенергия. В тези условия, задачата, която се решаваше по отношение на режима на работа на електропреносната система в нормални и ремонтни схеми, се свеждаше до осигуряване на необходимата пропускателна способност на електропроводите по пътя от производството до консумацията на електроенергията и поддържането на нивата на напрежение в допустимите граници с цел осигуряване на качествено, непрекъснато и сигурно електрозахранване на потребителите. Определянето на състава на генерацията и източниците на балансиране беше централизирано и априори съобразено с възможностите на електроенергийната система да пропусне необходимите потоци

активна и реактивна мощност за поддържане на сигурността, качеството и непрекъсваемостта на електрозахранването.

Развитието на електроенергийния сектор през последното десетилетие доведе до изменение в структурата на генериращите мощности и структурата на товара, който трябва да бъде покриван. Широкото разпространение на възобновяемите източници на електроенергия и тяхната географска разпределеност и присъединяване към по-ниски нива на напрежение доведе до изменение на задачата за определяне на тесни места в електропреносните мрежи и задачата за краткосрочно прогнозиране на производството от ВЕИ и балансирането на електроенергийната система в денонощен разрез. От друга страна развитието и все по-тясното свързване на електропреносните мрежи в Европа, развитието на локални инициативи и все по-тясното сътрудничество между електропреносните и електроразпределителните оператори, съгласно изискванията на европейските мрежови кодекси за управление, балансиране и възстановяване на електроенергийната система, води след себе си до засилване

на оперативното сътрудничество между преносните и разпределителните оператори, даващо възможност за по-пълноценна употреба на инструментите за балансиране.

Съгласно европейските директиви и регулации в областта на краткосрочното планиране и оперативното управление, отделните европейски оператори ще започнат да работят във все по-тясно взаимодействие помежду си, обменяйки все по-голям обем данни и предоставяйки на инженерите все по-детайлна и по-динамична картина на свързаните електроенергийни системи в синхронната зона на Континентална Европа и инструменти за балансиране на системата.

Междувременно Европейската Комисия започна обсъждането на законови инициативи в областта на електроенергийните пазари, които да доведат до засилване на сътрудничеството между преносните и разпределителните оператори в областта на осигуряването на резерви за балансиране, управление на теснини в мрежата и закупуване на допълнителни услуги. Целта на тези инициативи е пълноценното използване на ВЕИ и включването на потребителите в балансирането на свързаните електроенергийни системи на страните от Континентална Европа.

За изпълнението на тези цели преносните и разпределителни оператори следва да определят услугите, които ще закупуват координирано от пазарните участници, както и методите и организацията на това закупуване, и правилата за предоставяне. Предлагането на тези услуги в условията на разпределено производство и създаване на големи групи от потребители може да бъде извършено само в условията на обмен на големи количества данни и създаване на коректни алгоритми за оптимизация по отношение на търгуваните количества, преодоляване на локалните теснини в мрежите между операторите и алгоритми, оптимизиращи цената и обема на необходимите услуги за конкретния период от време.

Създаването на оптимизационен алгоритъм и изграждане на архитектура за предоставяне и използване на тези разпределени услуги, чрез използване на дигитални инструменти, големи масиви с данни и алгоритми за оптимизация, е целта на проекта INTERRFACE. В рамките на проекта ще бъдат създадени и предложени нормативни промени в европейското законодателство, които да стимулират все по-широкото и пълноценно използване на ВЕИ и разпределената генерация в преносните и

разпределителните мрежи за балансиране на свързаните електроенергийни системи.

Проектът се осъществява в три основни етапа. Първият етап включва анализ на съществуващото законодателство, методи и инструменти за регулиране и балансиране на електроенергийните системи, както и предоставяне на допълнителни услуги за регулиране на напрежението и реактивната мощност. В рамките на втория етап ще бъдат създадени алгоритъм и архитектура за предоставяне на балансиращи услуги и услуги за регулиране на напрежение и реактивна мощност между преносни и разпределителни оператори с отчитане на теснини в мрежите и локални претоварвания. През третия етап ще бъдат създадени демонстрационни модели между операторите на преносни и разпределителни мрежи, и големи потребители с участието на електроенергийните борси.

Към настоящия момент в рамките на проекта е извършен анализ на съществуващите регулации, пазарни практики и технически приложения и организации за закупуване на допълнителни услуги и предоставяне на системни услуги от страна на операторите. Стъпвайки на него се работи по алгоритмите и се определят конкретните участници в демонстрационните примери. От българските участници в демонстрацията ще бъдат включени ЕСО, ЧЕЗ, БНЕБ и фирма DIEL. На база на предложените алгоритми и архитектура на системата за оптимизация на ресурсите за балансиране, предоставени от ВЕИ и потребители, преносният и разпределителният оператор ще демонстрират възможните техники за пълноценно използване на разпределен ресурс за балансиране и управление на тесните места в мрежата, както и ползите за по-ефективно управление на мрежата и оптимизиране на загубите от пренос и разпределение.

В следващите броеве на списанието читателите ще имат възможност да се запознаят с анализа на използваните техники за предоставяне на допълнителни услуги за регулиране и балансиране и услугите за регулиране на напрежението и реактивната мощност в различните страни от Европа, с алгоритмите за оптимизация на веригата за доставка на допълнителни услуги от пазарните участници към операторите и предоставяне на системни услуги от операторите на потребителите, както и с развитието на демонстрационните примери.

# ЕСО УЧАСТВА В ПРОЕКТА FORESIGHT ПО ПРОГРАМАТА ХОРИЗОНТ 2020 ЗА УСЪВЪРШЕНСТВАНА СИМУЛАЦИОННА ПЛАТФОРМА ЗА КИБЕРСИГУРНОСТ

Платформата по проекта е предназначена за подготвително обучение в авиацията, морската и енергийната среда

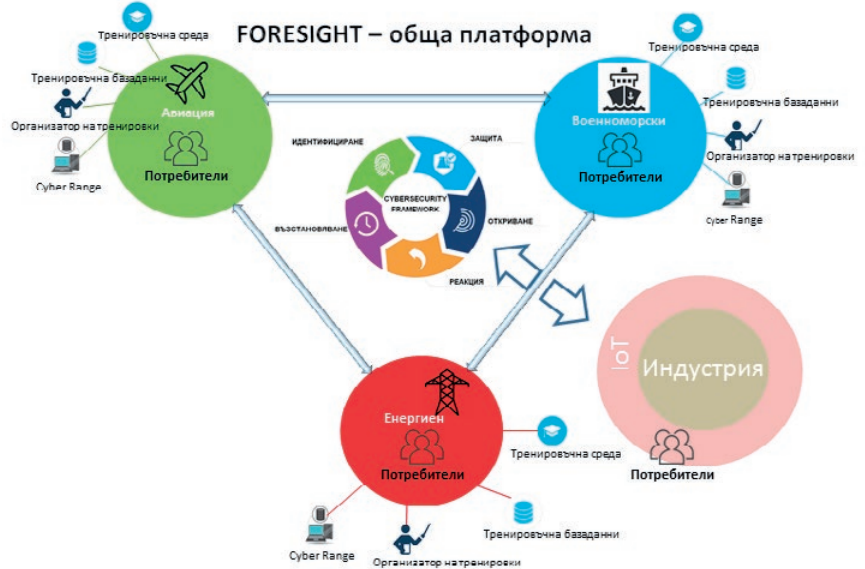


В съвременния свързан свят киберсигурността се превръща във все по-голямо предизвикателство. Причина за това са нарастващият брой кибератаки през последните няколко десетилетия. За операторите на критична инфраструктура киберсигурността е жизненоважна. Потенциален пробив в оперативните им мрежи би довел до огромни последици, включващи прекъсване или дори невъзможност да осигурят предлаганата услуга. За да отговорят на това предизвикателство, компаниите, отделящи внимание и средства за киберсигурност, се нуждаят от добре обучени специалисти, които да могат да се справят с киберзаплахите и да защитят инфраструктурата и системите от зловредни намеси. Един от най-ефективните начини за обучение и усъвършенстване на тези специалисти е използване на т.нар. Cyber

Ranges (CRs). Те представляват виртуална среда, в която се интегрират симулационни модели, отговарящи изцяло на локалните мрежи, системи, инструменти и приложения на съответната организация. Тази среда позволява да се правят тренировки и тестове на системите, за да се повиши готовността за противодействие при реална заплаха.

**FORESIGHT** има за цел да разработи обща платформа, която да свърже съществуващи CRs за сектори авиация, военноморски и енергиен. Платформата ще включва симулационни модели на административните и оперативни мрежи за всеки от трите сектора. Така ще могат да се извършват тестове за уязвимост на тези мрежи в една симулационна и безопасна среда, без да се наруши нормалното функциониране на реалните системи.

Основна функция за общата платформа е да повиши подготовеността на специалисти по киберсигурност на всички нива (от начинаещи до експерти) и да разшири техните познания по превенция, откриване, противодействие и справяне с нарастващия брой кибератаки. Това се постига, чрез разработване на екосистема от реалистични мрежови обучения и симулационни платформи, които съвместно носят уникални аспекти за киберсигурността от въздушния, енергийния и военноморски домейни. Предложената обща платформа ще разшири възможностите на съществуващите CRs и ще позволи реализиране на хибридни сценарии съвместно с IoT устройства (например сензори).



Важна част от FORESIGHT заема обучителният модул. Той включва иновативни учебни програми, чиято основна цел е да бъдат поддържани актуални така, че да отговарят на последните известни уязвимости. Те ще бъдат насочени към различни сфери, касаещи киберсигурността – системна сигурност, мрежова сигурност, уеб приложения. След регистрация в платформата всеки потребител ще може да избира нивото на умения, които иска да придобие. На тази база ще му се зареди учебно съдържание, което той ще трябва да усвои. Накрая потребителят ще има възможност да приложи придобитите знания, чрез реалистични сценарии на заплахи върху някои от взаимосвързаните CRs. Така те ще бъдат подготвени да отговорят адекватно в случай на реална заплаха към оперативните мрежи и системи. Придобитите от всеки потребител знания и умения ще бъдат сертифицирани от платформата, като тези сертификати ще бъдат свързани с добре познати такива в сферата на киберсигурността.

Тренировките могат да се реализират и под формата на игри. Играчите се разделят на Blue Team (защитници) и Red Team (атакуващи). Използвайки необходимите инструменти и придобити познания, всеки от двата отбора опитва съответно да защити или да пробие дадена система. Всички действия на участниците в играта се записват, като в края всеки получава индивидуален резултат, съответстващ на представянето му.

Важна роля в новата платформата има разработването и внедряването на реалистични и динамични сценарии, основаващи се на известни и прогнозни тенденции при кибератаките. За целта се използва модул, който да събира информация за идентифициране на слабости (включително и zero-day (неизвестни към момента)) и заплахи. Източниците на информация ще бъдат вътрешни и външни. Вътрешните източници включват система,

мрежа, приложения, бази-данни, логове на сървъри, логове на рутери/защитни стени и други. Външните източници включват информация, идваща от компании, форуми, социални медии и уебсайтове в сферата на киберсигурността. На база на получената информация ще се разработват нови обучения и тренировки, в резултат на което потребителите във всеки момент ще могат да бъдат подготвени да се противопоставят срещу нови заплахи.

Освен развитието на умения, проектът цели цялостен подход към управлението на киберзаплахите с крайна цел – висока култура на киберсигурност. Проектът поставя значителен акцент върху изследванията и развитието (изследване на киберзаплахите, разработване на нови идеи и т.н.) като ключ към увеличаване на динамиката на обучението и методите за информираност за справяне с темповете на еволюция на хакерите.

Проектът „Усъвършенствана симулационна платформа за киберсигурност за подготвително обучение в авиацията, морската и енергийната среда – FORESIGHT“ е финансиран от многогодишната програма на Европейския съюз за научни изследвания и иновации – Хоризонт 2020. През следващите 3 години с бюджет от 7,3 милиона евро консорциум от 21 партньори от 9 държави, един от които е Електроенергийният системен оператор, ще работи за реализацията целите на проекта.

Website: <https://foresight-h2020.eu/>

Foresight Project. EU Horizon 2020. 2019



По статията работиха:  
инж. Христо Станевски, „Телекомуникации“, ЦДУ и  
Йорданка Иванова, „Управление на проекти“ в ЕСО

# ЕСО В МЕДИИТЕ



ЕЛЕКТРОЕН РЕГИСТЪР НА ФИРМИТЕ ДОСТАВЧИЦИ НА ПРОДУКТИ И УСЛУГИ ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

годишен  
**алманах**  
НА БЪЛГАРСКАТА  
ЕНЕРГЕТИКА



**WHO**  
is **WHO** IN THE BULGARIAN  
ENERGY SECTOR

2020

12

ENERGYINFO.BG

## Страната ни се присъедини към единния пазар "в рамките на деня" чрез българо-румънската граница



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

ратор постави официално начало на строителството на вътрешен електропровод 400 kV между Марица Изток и Бургас. Електропроводът е с дължина 150 км и свързва подстанцията Марица Изток с подстанцията Бургас. Той е част от вътрешната 400-киловолова преносна електрическа мрежа на България. Въздушната линия е част от Група проекти "България – Гърция", която са от общ интерес, съгласно Регламент 347/2013.

През месец ноември 2018 г. започнаха и изграждането на 86-километровия електропровод 400 kV, свързващ подстанцията Варна с подстанцията Бургас. Този електропровод, заедно с изграждащите се на румънска територия два електропровода от общ европейски интерес, е част от група "България – Румъния: Увеличаване на капацитета" и ще позволи съществено повишаване на капацитета за пренос на българо-румънската граница и реализиране на ползи за потребителите в двете страни.

### Успешна пазарна интеграция и създаване на по-добри условия и възможности

ЕСО започна 2020 г. с интензивна работа за успешно реализиране на процесите за пазарна интеграция с цел създаване на по-добри условия и възможности за пазарните участници и потребителите на територията на страната. Проведохме редица срещи, на които дружеството беше инициатор и домакин. След присъединяването на страната ни към единния европейски пазар "в рамките на деня" чрез българо-румънската граница, предстои тази година да се реализира и третата вълна на пазарна интеграция в сегмента. Чрез

локалния проект LIP 14, в който компанията ни активно участва, ще се присъединим към единния пазар "в рамките на деня" посредством българо-гръцката граница. Успоредно с развитието на пазарния сегмент "в рамките на деня" амбициозно гледаме и към обединенията в сегмента "ден напрег". С румънските ни колеги стартираме съвместен локален проект за обединение на българо-румънската граница, като очакваме той да бъде реализиран до края на 2020 г., а в началото на 2021 г. очакваме да се финализира и интегрирането на пазара "ден напрег" на българо-гръцката граница.

Друго ключово събитие през настоящата 2020 г. е началото на изграждането на българския участък на междусистемния електропровод 400 kV между п/ст Марица Изток, България и п/ст Неа Санта, Гърция. В началото на 2019 г. Европейската комisia предостави 58 млн. лева безвъзмездно финансиране за изграждането на българския участък на електропровода. През месец март тази година поставихме началото на строителството на междусистемния електропровод в присъствието на гости от Изпълнителна агенция "Иновации и мрежи" към Европейската комisia. Проектът е част от изпълнението на заложените стратегически цели за повишаване на междусистемната свързаност и енергийната сигурност на България. Изграждането и пускането в експлоатация на междусистемния електропровод ще допринесе за сигурността на доставките в региона, за повишаване на преносния капацитет на границата ни с Гърция, както и за ускоряване на пазарното интегриране.

### Вътрешен електропровод 400 kV между Марица Изток и Бургас

През месец май 2019 г. в присъствието на представителите на Изпълнителна агенция "Иновации и мрежи" към Европейската комisia, Електроенергийният системен опе-

Изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев участва в Годишния Алманах 2020 „Кой кой е в българската енергетика“ на Енерджи Инфо БГ

## Интервю на Ангелин Цачев, изпълнителен директор на ЕСО, пред интернет-медията Зе-news.net



ЕНЕРГИКА ЕКОЛОГИЯ ИКОНОМИКА

НАЧАЛО » ИНТЕРВЮТА

### Ангелин Цачев: Ролята на ЕСО в прехода към новия пазарен модел е ключова

Целта е до края на годината да реализираме пазарно обединение в сегмента „ден напред“ на българо-румънската граница, а в началото на 2021 г. и с гръцката пазарна зона, заяви изпълнителният директор на ЕСО

3E news 28-03-2020 08:03:10



Снимки: ЕСО

Ангелин Цачев се дипломира в специалност „Електроника и автоматика“ в Техническият университет в София през 1999 година. През следващите години се реализира професионално в управлението в частния сектор и като преподавател по електротехника в родния му град Търговище. Следват пет години работа като ръководител направление „Подстанции“ в „Електромонтажно управление“ в град Търговище. От 2011 година започва да прилага експертния си потенциал в предприятието „Трафоелектроинвест“ към Националната електрическа компания, където ръководи отдел, ангажиран със строителството на електропроводи. След обособяването на ЕСО в самостоятелно дружество и отделането му от НЕК предприятието „Трафоелектроинвест“ става част от структурата на независимия преносен оператор. Ангелин Цачев продължава да допринася за изграждането и качествената поддръжка на електропреносната мрежа на страната като ръководител отдел „Инвеститорски контрол“ в управлението „Инвеститорски контрол и подготовка на обекти“ в ЕСО. От месец февруари 2018 година става изпълнителен директор и член на Управителния съвет на Електроенергийния системен оператор.

Господин Цачев, нека първо започнем от визията на Европейския съюз за новата зелена сделка. Какво е мястото, което се откроява на преносните електроенергийни мрежи и как виждате интегрирането на Електроенергийния системен оператор? Какви са мерките, които очаквате да бъдат предприети?

Европейската зелена сделка цели до 2050 г. да превърне Европа в първия климатично неутрален континент в света. Инициативата в настоящия момент се очертава като най-голямото предизвикателство пред ЕС, но е и невероятна възможност за постигане на климатично неутралност, чрез плавен преход за всички европейски граждани и предприятия. Мерките, придружени с първоначалната пътна карта на ключовите политики, вариат от амбициозно намаляване на емисиите, до инвестиране в авангардни изследвания и иновации, в подкрепа на опазването на околната среда. Те обхващат, също така и ангажираността на обществеността и на всички заинтересовани страни, което е от решаващо значение за положителния успех на инициативата.

Новата политика неминуемо ще засегне в голяма степен енергийния сектор, като в продължение на пакета „Чиста енергия за всички европейци“, Зелената сделка затвърждава амбициите за декарбонизация на Съюза. Предвиденият плавен преход към нов пазарен модел ще изисква съществени промени в енергийния микс, както на европейско, така и на национално ниво, като допълнително ще изисква и съществен финансов ресурс и целево подпомагане. Отчитайки енергийния микс на страната, България ще има необходимост от активна подкрепа и диалог с ЕК.

Ролята на ЕСО в прехода към новия пазарен модел е ключова. От една страна в управлението на системата с нарастващ дял на непостоянното производство, от друга страна, като собственик на преносната мрежа, операторът непрекъснато работи за развитието ѝ, за да може да осигури необходимото ниво на интеграция и достъп на търговските участници и потребителите до регионалните и европейски пазари. Непостоянното производство от увеличаване дял на БЕИ ще се решава, чрез пренос на електроенергия от местата с излишък към местата с недостиг в Европа на всички сегменти от електроенергийния пазар, в т.ч. от балансиращия пазар в реално време. Интеграцията на пазарите и ефективното използване на ресурсите са основополагащи за сигурността на доставките, повишаване на ликвидността и прозрачността, и в резултат нарастване на общото благосъстояние. Не на последно място - ЕСО е основен участник в проектите за обединение на пазарите и работи активно с БНББ и съседните пазари, и борсови оператори за интегрирането на българския пазар към единния европейски във всички краткосрочни времеви сегменти.

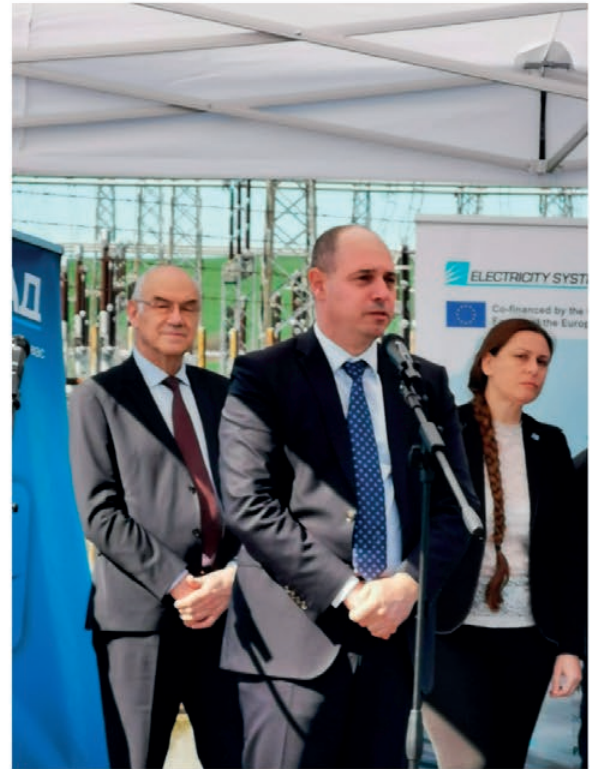
Мерките, които се очаква да бъдат предприети в контекста на новото европейско законодателство, ще бъдат насочени към: оптимизация на потреблението; засилване ролята на нискоемисионните производства; засилване ролята на потребителите; регионално сътрудничество; иновации и нови технологии; схеми и фондове за осигуряване на инвестиции, съчетани с ясна политика за подкрепа и подпомагане.

Как са дългосрочните големите инфраструктурни проекти, свързани с преносната мрежа, върху които ще съсредоточите усилията си и какви финансови средства ще са необходими за осъществяването им?

Към момента ЕСО реализира пет проекта, които са включени в Четвъртия списък на Европейската комисия на проектите с общоевропейско значение за изграждане на трансевропейската електроенергийна инфраструктура. За изпълнение на тези проекти ЕСО привлича безвъзмездно финансиране от европейски фондове в размер на 110 млн. евро. През 2019 година отбелязахме съществен напредък като излязохме в ключовата фаза на тяхното изграждане.



През месец май 2019 година в присъствието на представителите на Изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към Европейската комисия, Електроенергийният системен оператор постави официално начало на строителството на вътрешен електропровод 400 kV между Марица Изток и Бургас. Електропроводът е с дължина 150 километра и свързва подстанциите Марица Изток с подстанция Бургас. Той е част от възрешната 400-киловолта преносна мрежа на България. Въздушната линия е част от Група проекти „България – Гърция“, които са от общ интерес, съгласно Регламент 347/2013.



През месец ноември 2018 поставихме началото на строителните работи и по изграждането на 86 километрова електропровод 400 kV, свързващ подстанция Варна с подстанция Бургас. Този електропровод е част от група проекти „България – Румъния: Увеличаване на капацитета“ и заедно с изграждащите се на румънска територия два електропровода от общ европейски интерес ще позволят съществено повишаване на капацитетите за пренос на българо-румънската граница и съответно реализирани на ползи за потребителите в двете страни от осъщественото пазарно обединение.

Този година за начало на изграждането на българския участък на междусистемния електропровод 400 kV между Марица изток, България и Неа Санта, Гърция у нас присъгнаха представители на финансиращия орган – изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към Европейската комисия.

Електропроводът е с обща дължина 151 километра - 122 километра на българска територия и 29 километра на гръцка територия. За изпълнението на проекта на територията на България в началото на 2019 година Европейската комисия предостави 58 млн. лева безвъзмездно финансиране.

През 2023 година междусистемният електропровод между България и Гърция трябва да бъде завършен и пуснат в експлоатация. Той ще допринесе за сигурността на доставките в региона, за повишаване преносния капацитет на границата ни с Гърция, както и за ускоряване на пазарното интегриране.



Освен откриване на строителството представителите на изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към ЕК направиха преглед и на изпълнението на строително-монтажните работи по изграждане на вътрешния електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток“ и п/ст „Бургас“ и между п/ст „Бургас“ и п/ст „Варна“. Запомнаме ги детайлно с еталите, през които преминава тяхното изграждане, за срещаните трудности и как се справяме с тяхното преодоляване. Представителите на Европейската комисия високо оцениха успешните конструктивни решения, усилена и напредък на дружеството по изграждането на електропроводите, които трябва да бъдат въведени в експлоатация до 2023 година. Те определят реализацията на такива инфраструктурни проекти като изключително важна за развитие на междусистемната свързаност.





**В по-краткосрочен план през тази година се очаква да бъдат направени промени по отношение на студения резерв. В частност става въпрос за въвеждането на нов механизъм за капацитет. Как ще промени това работата на Електроенергийния системен оператор ?**

Въвеждането на механизъм за капацитет е един доста комплексен процес, който минава през одобрението на Европейската комисия и всеки елемент от мрежата трябва да бъде приет на европейско ниво. В подготовката на детайлите на Механизма за капацитет участват много страни, като Електроенергийният системен оператор е само една от тях. България е в пренотификационна фаза пред Европейската комисия. Едва след като Европейската комисия бъде убедена за проблеми с адекватността на доставките в България, че стартират следващите фази и създаване на модела на механизъм за осигуряване на капацитет. Неговата цел е, чрез обособена държавна помощ да се създаде плавен преход от високоемисионни към нискоемисионни технологии за доставка на електроенергия. Съгласно действащата регулаторна рамка, въвеждането на Механизма за капацитет е временна мярка и трябва да бъде придружена с ясен план за отстраняването на констатираните пазарни и регулаторни проблеми. Въвеждането на мрежата няма да има пряко отражение върху дейността на преносния оператор генерално.

Отчитайки новата европейска политика за декарбонизация и енергийният микс на страната, в който линиите центри имат съществен дял от производството и осигуряването на допълнителни услуги, се очаква механизъмът за капацитет да съдейства за гарантирането на необходимото ниво на адекватност на ресурсите, както в средносрочен план, чрез подпомагане на съществуващите мощности, така и в дългосрочен план, чрез стимулирането на инвестиции в нискоемисионно производство. Целият този комплексен подход цели да доведе до необходимата гъвкавост на доставките.

**Обикновено през този период започва работата по промяна на 10-годишния план за работа на Електроенергийния системен оператор. Да очакваме ли да включите в документа проекта за АЕЦ „Белене“, предвид намерението за нова ядрена мощност, обявено още през миналата година ?**

С оглед процедурата по избор на стратегически инвеститор за изграждането на АЕЦ „Белене“, в актуализирания 10-годишния план за развитие на електроенергийната мрежа в България от 2020 до 2029 година са упоменати основните преносни съоръжения за присъединяване на централата, в случай че проектът се реализира.

**Да очакваме ли промени и какви по отношение на мощностите за възобновяеми енергийни източници?**

Развитието на технологиите за доставка на електроенергия, в т.ч. на мощностите от възобновяеми енергийни източници, е съобразено с Интегрирания план в областта на енергетиката и климата с хоризонт до 2030 година, който е публикуван на интернет-страницата на Министерство на енергетиката. От него е видно че се залага основно на развитие на фотоволтаичните инсталации, но това от своя страна изисква паралелно развитие на акумулиращи мощности и на други технологии с цел оползотворяване на пълния потенциал на слънчевата енергия.

**Господин Щевец, какво място очаквате да бъде отредено на Електроенергийния системен оператор в новата енергийна стратегия на България, която се очаква да бъде внесена за обсъждане в Народното събрание ?**

С приемането на новата законодателна рамка относно функционирането на вътрешния пазар, част от „Пакета чиста енергия за всички европейци“, се задава и основната роля на преносните оператори в процеса на преход към новия пазарен модел. Допълнително, Регламент 2019/943 дава основните правила за функциониране на вътрешния пазар на електрическа енергия, базиращи се на основата на конкурентни пазарни принципи с акцент върху регионалното сътрудничество и ефективното използване на мрежовата инфраструктура и междусистемните капацитети.

Преносният оператор има водеща роля в няколко направления: развитието на преносната мрежа, управление на електроенергийната система, развитието на електроенергийния пазар и регионалното сътрудничество.

**Звездно с БНЕБ през тази година осъществихте плановете за обединение и Европейския един пазар в сегмента „пазар на деня“. Предстои до края на годината и осъществяване на обединението в сегмента „пазар ден напред“. Какво означава това за Електроенергийния системен оператор и в частност за енергийните дружества в България?**

Интегрирането на краткосрочните пазарни сегменти е от ключово значение за развитието на електроенергийния пазар в рамките на всяка пазарна зона. Изграждането на единния вътрешен пазар в съответствие с Европейския целеви модел, води до множество ползи за отделните държави и общността в цялост.

Успешното присъединяване на българската пазарна зона към единното пазарното обединение „в рамките на деня“ посредством българо-румънска граница, през ноември 2019 година, е първата важна стъпка, която осъществихме, звездно с българския борсов оператор. Реализираното пазарно обединение увеличи цялостния резултат от търговията в този сегмент и в същото време насърчи ефективната конкуренция, чрез увеличаване на ликвидността и по-ефективно използване на ресурсите. ЕОД се стреми да предоставя в максимална степен преносна способност за търговските участници. От месец април с румънския преносен оператор Транселектрика са договорени рекордно високи стойности на преносната способност за търговски обмен и в двете посоки, повишавайки значително нивото на междусистемна свързаност на българската електроенергийна система. Освен това от началото на тази година са в сила новите общи правила за разпределяне на преносни способности на българо-сръбска граница. От 1 януари сръбският оператор EMS разпределя от името на двата оператора преносна способност в рамките на деня, като по този начин допълнително се повишава ликвидността на този пазарен сегмент в България.

Сега съвместните ни усилия с БНЕБ са насочени към обединение със съседните пазари във времеви сегмент „ден напред“. Усилията са насочени в няколко направления, като целта е до края на годината да реализираме пазарно обединение на българо-румънската граница, а в началото на 2021 г. и с гръцката пазарна зона.

През 2021 г. очакваме да въведем в реална работа и обединението на пазара „в рамките на деня“ на българо-гръцка граница, като част от третата вълна на обединение на пазарите, посредством локалния проект LIP 14, в който, освен българо-гръцката граница участват и всички италиански граници.

Завършването на единния европейски пазар по отношение на краткосрочните сегменти „ден напред“ и „в рамките на деня“ ще създаде по-добри възможности за търговските участници и потребителите на територията на страната и е ключов компонент за успешно реализиране на предстоящия преход към нов пазарен модел.

**Очаква се и влизането в сила на новите правила за търговия, по които дружествата имаха забележки във връзка с въвеждането на 15-минутния сегмент. Електроенергийният системен оператор има ли готовност за прилагането им, или затруднения, които може да тръгнат по веригата ?**

Изискванията за въвеждане на 15 минутен интервал на сегмент са заложили в Регламент на Европейската комисия | 2017/2195 от 23 ноември 2017 г., установяващ насоките за електроенергийно балансиране. В срок от три години от влизането в сила на този Регламент, операторите на преносни системи трябва да започнат да прилагат период за уреждане на небалансите от 15 минути във всички зони за съставяне на графици. До края на 2020 г. това изискване трябва да бъде приложено.

С въвеждането на новата система за администриране на пазара от 1 ноември 2019 г. ЕОД има техническа възможност: преминаване към период на сегмент 15 минути. С въвеждането на 15 минутен период на сегмент, търговските участници следва да договорят своите сделки за покупко-продажба на електрическа енергия на интервал от 15 минути да ги известяват с тази резолюция в ЕОД. БНЕБ също следва да изпраща графиците за сключените сделки в пазарен сегмент ден напред и в рамките на деня на 15 минути. Цялостно решение за всички борсови оператори в Европа е преминаване на борсовата търговия на интервал от 15 минути, както и определяне на борсовите цени на 15 минути. То процеси свързани с интегрирането на пазарите на балансираща енергия, водещи до улесняване ефективната работа на пазара за сделки в рамките на деня, осигуряващи възможност за участниците на пазара сами да балансират при улеснено възможно най-близко до реално време. Чрез въвеждането на хармонизиран период на уреждане на дисбалансите от 1 минути в Европа следва да се осигури подкрепа за търговията в рамките на деня и да се насърчи разработването на ри търговски продукти с еднакви времеви интервали за доставка.

ЕОД предложи на КЕБР промени в ПТЕЕ и въвеждане на някои от изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2195 още от м. януари 2020 г. Всички изисквания на Регламента ще бъдат въведени с цялостна промяна в ПТЕЕ. ЕОД ще предложи на КИ проект на Правилата в следващите няколко месеца.

**Да се върнем към по-ежидневните теми. Какви мерки осъществихте и осъществявате във връзка с извънредното положение, наложено с оглед на кризата, предизвикана от разпространението на коронавируса и как се отрази това на Електроенергийния системен оператор?**

Електроенергийният системен оператор направи необходимата организация за сигурното и непрекъснато функциониране електроенергийната система в условията на извънредно положение. В дружеството бяха приложени всички препоръки Световната здравна организация, Националния оперативен щаб в България, а впоследствие и разпоредбите на Закона извънредното положение. Предприехме необходимите мерки за превенция разпространението на COVID-19. Направихме организация за обезпечаване на работния процес на техническия персонал в Централно и териториалните диспечерски управления и на оперативните служители в подстанциите на ЕОД, за да бъде гарантирано безопасното и качествено електрозахранване в страната.

За персонала, чието естество и специфика на работата го позволява, бяха изготвени графици за дистанционна работа от домовете за периода на извънредното положение. Достъпът на външни лица в дружеството е ограничен. Осигурени са дезинфектанти и индивидуални предпазни средства за служителите, които по графици са в офисите на дружеството. Извършва се регулярна дезинфекция на помещениата.

**Има ли трудности, пред които очаквате да бъде изправено дружеството предвид предстоящия етап от либерализацията електроенергийния пазар и какво очаквате от новия регулаторен период ?**

Цял дългосрочен план либерализацията се очаква да доведе до ефективното функциониране на пазара на електрическа енергия в условията на свободното ценообразуване, основаващо се на търсенето и предлагането.

Новата европейска законодателна рамка и новите пазарни правила, които налага тя, ще доведат до коректни ценови сигнали и подходящи стимули за инвестиции в нискоемисионно, гъвкаво и ефективно производство, и като резултат в увеличена конкуренция и ефективно използване на ресурсите.

Изграждането на новия пазарен модел трябва да бъде съчетано с различни мерки на европейско и национално ниво, отчитайки спецификите на всяка държава членка, които да създадат необходимите условия за плавен преход.

В процеса на изграждането на новия пазарен модел предизвикателствата пред ЕОД се очаква да бъдат сериозни, но смятам че усилията, които полагаме по отношение интеграцията на пазарите, развитието на преносната мрежа и ефективното използване на ресурсите, съчетани със засилващото се регионално сътрудничество и партньорството ни с държавните институции и заинтересованите страни в сектора, ще допринесат за въвеждането на всички необходими и успешното осъществяване на прехода.

Относно очакванията ми от предстоящия регулаторен период, първо бих искал да акцентирам, че за 2019 компанията отчита загуба от регулирани цени в размер на 18 706 хил. лв. Като един от основните фактори за това, са по-ниските реализирани количества електроенергия, върху които се дължат мрежовите тарифи спрямо утвърдените в решението. Регулаторът. В тази връзка ЕОД ще заяви компенсация през новия регулаторен период и се надявам, че Регулаторът ще подходи професионално, както многократно го е правил. Също така очаквам да се вземат предвид при утвърждаване цените и отчетените добри резултати от изпълнение на Инвестиционния ни програма - близо 110 % и на Ремонтната програма на дружеството – над 100% за базисната 2019 г. Предвид съществуващото потенциално влияние на COVID-19 върху търговската дейност на компанията, ЕОД прогнозира намаляване електропотреблението, респективно това би до до намаляване на приходите от мрежови тарифи, което ще повлияе върху финансовото състояние на ЕОД. Смятам, че съществено обстоятелство ще бъде отчетено от КЕБР при разглеждане на заявлението за цените за предстоящия регулаторен период.

Share 150

# В ПАМЕТ НА КАМЕН ТОДОРОВ

На 21 април 2020 българската енергетика загуби един изключителен професионалист и уважаван колега – заместник-изпълнителния директор на Електроенергийния системен оператор Камен Тодоров.

Въпреки тежкото си заболяване, Камен Тодоров до последно отдаваше труда си за развитието и напредъка на дружеството.

Огромна е загубата за всички негови колеги и приятели.

Камен Тодоров започва професионалната си кариера в енергетиката през 1978 година в Столичното Електроснабдяване веднага след дипломирането си в Техническия университет в София в специалност „Електроенергетика“.

В продължение на 22 години Камен Тодоров прилага експертния си потенциал като заместник-генерален директор, главен инженер и управител на предприятието.

Той е основоположникът на предприятие „Мрежи високо напрежение“, създадено през 2000 година, чийто своеобразен наследник е Електроенергийният системен оператор.

Камен Тодоров отдава две години от експертния си потенциал и на предприятие „ВЕЦ група Рила“, на което е главен инженер. През 2011 година професионалната му реализация го отвежда в ДКЕВР, където оглавява дирекция „Електроенергетика“, а след това работи като главен инженер на Националната електрическа компания.

Камен Тодоров ще остане в историята на българската енергетика и като един от създателите на Електроенергийния системен оператор, за чийто растеж и развитие работи до последния час на земния си път. Съграденото от него като главен инженер, заместник-директор „Експлоатация и ремонт на преносната мрежа“, заместник-ръководител на Мрежови експлоатационен район – София област, ръководител управление „Инвеститорски контрол и подготовка на обекти“ и заместник-изпълнителен директор на независимия преносен оператор ще разказва за големия професионалист и след смъртта му. Над 40-годишният професионален път на Камен Тодоров в електроенергийния сектор на страната ни е ярко доказателство за изключителния му принос и безценно наследство за поколенията.



С дълбок поклон засвидетелстваме нашите съболезнования към близките и семейството на непрежалимия Камен Тодоров.



## СЪБОЛЕЗНОВАТЕЛЕН АДРЕС

Уважаеми опечалени, думите са безсилни да изразим дълбоката ни скръб от загубата на Вашия съпруг и баща, и наш колега и приятел, Камен Тодоров!

Камен Тодоров оставя незаличима диря в сърцата ни! Неговите дела и отпечатъкът на професионализма му ще продължат да живеят и след смъртта му.

Приносът и отдадената му работа за развитие на електроенергийния сектор са неговото незаменяемо наследство за нас и идните поколения в бранша.

Камен Тодоров извървя земния си път достойно и посветено на избрания си дълг за постигане на растеж в българската енергетика.

Всички ние винаги ще помним постиженията и съграденото от него с решителната му работа в Националната електрическа компания, за създаването и управлението на Предприятие „Мрежи високо напрежение“, както и неуморния му труд за изграждането на Електроенергийния системен оператор. Неговият почерк оставя незаличима диря и винаги ще свързваме успехите от дружеството с името на Камен Тодоров.

Неутешими сме пред загубата на нашия уважаван колега и Ваш любящ съпруг и баща!

Приемете нашата сърдечна подкрепа в скръбта Ви! Съболезнования за непрежалимата Ви загуба!

**ПОКЛОН ПРЕД ПАМЕТТА НА КАМЕН ТОДОРОВ!**

С ДЪЛБОК ПОКЛОН  
**Ангелин Цачев**  
 Изпълнителен директор

# ЕСО И НЕГОВИТЕ СЛУЖИТЕЛИ В ПОДКРЕПА НА БОРБАТА С КОРОНАВИРУСНАТА ИНФЕКЦИЯ

Над 132 хиляди лева лични средства дариха служителите на Електроенергийния системен оператор за подкрепа на лечебните заведения в борбата с COVID-19

*Толкова много стаена доброта и съпричастност се отприщиха в нас през изминалите дни след началото на безпрецедентното за целия свят положение с мерките за овладяване разпространението на непознатата корона-вирусна инфекция.*

*И някак знаменателно в навечерието на Великден заплахата от непознатия вирус ни смири и накара да се вгледаме в дълго загърбваните кътчета на сърцата ни. Принудително останали в домовете си, в близостта на семействата ни, получихме уникалния шанс да преосмислим, препоредим, ревизираме ценностите, приоритетите си, да си спомним прашасали копнежи. Обичайно препускащият ни делник замръзна. И осъзнахме, че всички сме равни пред незаобиколимия изход. Едно професионално съсловие, положило Хипократовата клетва, не пожали сили, за да защити живота ни, да изпълни с дело призванието си, да опази здравето ни. И ние, първо плахо и неуверено, а с всеки изминал ден все по-въодушежено всяка вечер аплодираме саможертвата на българските медици. Техният призив да останем в домовете си и да не подлагаме на изпитание ресурса на лечебните заведения доведе на свой ред до техните аплодисменти за нас... Така, наглед неусетно, разбрахме че всички сме свързани в една общност-един организъм, в който когато заболее една част, страда цялото тяло. Ето защо общото страдание винаги сплотява, обединява и отключва благотворството!*

Изпитанието COVID-19 мотивира за пореден път съпричастността на служителите на Електроенергийния системен оператор.

Над 132 хиляди лева лични средства събраха

работещите в дружеството в специално организираната дарителска кампания в ЕСО. Служителите на Електроенергийния системен оператор неведнъж са откликвали на благотворителните национални каузи. Саможертвата на българските медици и тяхната отдадена борба за овладяване разпространението на коронавирусната инфекция у нас отново стимулира хуманността на работещите в ЕСО. Събраната сума от над 132 хиляди лева лични средства на служителите на дружеството беше преведена по дарителската сметка на Министерството на здравеопазването. Дарените средства ще бъдат използвани за закупуване на необходимата на лекарите специализирана медицинска апаратура и техника, лични предпазни средства с най-висок защитен клас, както и всичко друго, от което спешно се нуждаят болниците в условията на разпространяващата се коронавирусна инфекция.

Освен дарителската кампания, организирана сред служителите на ЕСО, ръководството на дружеството дари 40 000 лева на УМБАЛСМ „Н.И.Пирогов“ ЕАД за закупуване на мобилна дигитална рентгенова система, 20 000 лева на УМБАЛ „Александровска“ ЕАД за закупуване на консумативи и апаратура и 10 000 лева за МБАЛББ „Света София“ за закупуването на респираторни апарати и консумативи.

Електроенергийният системен оператор подкрепи финансово и Националната социална кампания „Знание“ на Сдружение „Християнски съюз“, организирана за осигуряване на дигитални устройства за дистанционно обучение на децата от домовете за социални услуги в Северозападна България.



Сдружение „Християнски съюз”

Национална социална кампания „Знание”

## Благодарствено писмо

До г-н Ангелин Цачев

Изпълнителен директор

на Електроенергийния системен оператор

Уважаеми господин Цачев,

Всесърдечно благодарим за ценното дарение в полза на децата сираци, изоставени и с увреждания от Северозападна България.

Нека нашият Господ Иисус Христос благоволи с милост за здраве и душеспасение Вас и Вашия екип!

На многая и благая лета!



Тринадесети април 2020 година

Председател Християнски съюз

С уважение, Ваня Касабова!

