

ЕНЕРГЕТИКА

ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ

брой **4 / 2020**
февруари

entsoe

2



2



20 ПРИОРИТЕТА В ЕНЕРГЕТИКАТА ЗА 20 ГОДИНИ НАПРЕД

ЧАСТ 1





20 ПРИОРИТЕТА В ЕНЕРГЕТИКАТА ЗА 20 ГОДИНИ НАПРЕД

2020 година вече набира скорост, както и дебатите за бъдещето на енергетиката през идните десетилетия. Предизвикателствата пред сектора, свързани с прехода към беземисионно производство на електроенергия и обезпечаване на потреблението с технологии, щадящи околната среда, очертават новия дневен ред на политиките в сектора. Дискусията около „Зелената сделка“ на Европейския съюз, която ще зададе стандартите и ще очертае посоките на развитие на националните икономики на страните-членки, става все по-разгорещена. „Зелената сделка“ обещава да предостави визия, както и финансов ресурс, за плавен и ефективен преход към климатично неутрална Европа с хоризонт 2050 година. Всяка промяна поражда опасения, но преди всичко предоставя възможности за модернизация, растеж и подобряване качеството на живот.

Провокиран от тенденциите, които диктуват новите политики, екипът на списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ реши да посвети първите два броя на изданието на темата „20 приоритета в енергетиката за 20 години напред“.

Все по-често срещаме фразата „развитието на българската енергетика до 2030 година с

хоризонт 2050“. Със статиите и материалите в две части на списанието ще погледнем 20 години напред с 20 цели, които трябва да бъдат постигнати в отговор на неотложните реформи. В част първа на списанието разглеждаме първите 10 приоритета. Усилията за постигане на „обединени електроенергийни пазари“ заемат мястото на приоритет № 1. В разговор с изпълнителния директор на Българската независима енергийна борса Константин Константинов очертаваме резултатите от съвместната работа с Електроенергийния системен оператор за разширяване на регионалните обединения в пазарните сегменти „в рамките на деня“ и „ден напред“, както и какво предстои в процесите по пазарна интеграция, насочени към създаване на по-добри възможности за пазарните участници и потребителите на електроенергия. Сред първите 10 приоритета подреждаме още: „успешните партньорства“, „екологично чиста енергия“, „енергийна ефективност“, „сигурност на електроенергийната система“, „гарантирани доставки“, „устойчиви енергийни системи“, „безаварийност“, „експертен капацитет от ново поколение“, „модерно инженерство“.

Свилена Димитрова

главен редактор на сп. „Енергетика
– Електроенергийни ракурси“

Приоритет № 1: Обединени електроенергийни пазари - Ролята на ЕСО в процеса по изграждане на единен европейски пазар на електроенергия	4
Реализацията на проектите за пазарни обединения е от стратегическа важност за БНЕБ - разговор с Константин Константинов	6
Приоритет №2: Успешни партньорства - Проектът TRINITY от програмата на ЕС Хоризонт 2020 в търсене на средства за подобряване на преносните възможности на регионалните граници	11
Приоритет №3: Устойчиви енергийни системи - Киберсигурност на електроенергийната система със софтуерно дефинирана мрежова архитектура SDN MicroSENSE	13
Приоритет №4: Гарантирани доставки - ЕСО допринася за сигурното функциониране на електроенергийната система с реализацията на пет проекта от общ европейски интерес	16
Приоритет №5: Екологично чиста енергия - Българският енергиен преход и „Зелената сделка“	19
Приоритет № 6: Сигурност на електроенергийната система - Гарантиране на електроенергийния и мощностния баланс на страната в хоризонт 2030 -2050 година	31
Приоритет №7: Модерно инженерство - Хибридна енергетика-енергетиката на бъдещето-статия на проф. Радослав Кючуков	35
Приоритет №8: Енергийна ефективност - Нови технологии за повишаване на енергийната ефективност-статия на проф. Илия Илиев и колектив	40
Приоритет №9: Безаварийност на електроенергийната система - Случаят с електрозахранването на Лондон от 9 август 2019 – поуки и изводи	49
Приоритет №10: Експертен капацитет от ново поколение - Проблеми и предизвикателства пред експертния потенциал в българския енергиен сектор-статия на проф. Валентин Колев и д-р Ива Драганова-Златева	52
Рубрика „Благотворство“ - ЕСО в подкрепа на мерките за пътна безопасност	55

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

РОЛЯТА НА ЕСО В ПРОЦЕСА ПО ИЗГРАЖДАНЕ НА ЕДИНЕН ЕВРОПЕЙСКИ ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

През 2019 година ЕСО и БНЕБ направиха решителна стъпка към обединение на регионалните пазари на електроенергия. В резултат на съвместните усилия на двете дружества страната ни се присъедини към единния пазар „в рамките на деня“, чрез българо-румънската граница.

Електроенергийният системен оператор започна 2020 година с интензивна работа за успешното реализиране на процесите за пазарна интеграция. Проведени бяха редица срещи, на които дружеството беше инициатор и домакин.



Президентът на Асамблеята на Европейската асоциация на операторите на електропреносни мрежи ENTSO-E Ерве Лафае, заместник-президентът Збинек Болдиш, заместник-председателят на Управителния съвет на организацията Паскал Фонк и още двама експерти от Асоциацията се запознаха с усилията на дружеството за разширяване на пазарните обединения в региона и за постигане на по-добра свързаност между държавите с оглед подобряване на възможностите за пазарните участници и потребителите на електроенергия в България.



През месец февруари делегация на високо равнище от Европейската асоциация на операторите на електропреносни мрежи ENTSO-E посети Електроенергийния системен оператор.

Изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев запозна гостите с постигнатото от дружеството до момента и предстоящата работа за продължаване на процеса на обединение на регионалните пазари на електроенергия и присъединяването към единния европейски пазар. Той съобщи за локалния проект CIP 14, чрез който страната ни ще се присъедини към единния пазар „в рамките на деня“ посредством българо-гръцката граница, както и за активната работа за интегриране в началото на 2021 към пазара „ден напред“ на българо-гръцката граница.

Пред делегацията от ENTSO-E беше отчетено и присъединяването в края на 2019 година на България към единния пазар „в рамките на деня“, чрез българо-румънската граница.

През месец януари 2020 година Електроенергийният системен оператор инициира и проведе среща с преносния оператор на Румъния. Двете компании работят по съвместен локален проект за обединение в пазарния сегмент „ден напред“ на българо-румънската граница.



Активно се работи обединението в пазарния сегмент „ден напред“ на българо-румънската граница да стане факт до края на 2020 година.

Обединените усилия на ангажираните институции амбициозно са насочени и гледат към успешното интегриране на страната ни към единния европейски пазар.



По статията работи:
Свилена Димитрова

РЕАЛИЗАЦИЯТА НА ПРОЕКТИТЕ ЗА ПАЗАРНИ ОБЕДИНЕНИЯ Е ОТ СТРАТЕГИЧЕСКА ВАЖНОСТ ЗА БНЕБ ЕАД

Разговор с Константин Константинов - изпълнителен директор на БНЕБ ЕАД



Константин Константинов е магистър електроинженер от Техническият университет в София и магистър по информационни системи от СУ „Св. Климент Охридски“. Средно образование получава в Националната финансово-стопанска гимназия в София.

Кариерата му в енергийния отрасъл започва в „Електроразпределение Столично“ ЕАД, където в периода 2003-2005 г. работи като специалист по Географски информационни системи. От 2005 до 2013 г. е част от екипа на „Енемона Ютилитис“ ЕАД, където е член на управителния съвет и заместник-изпълнителен директор. След това продължава професионалното си развитие като директор „Търговия с електрическа енергия“ в НЕК ЕАД, където е и член на Управителния съвет на NECO S.A.

Константинов е изпълнителен директор на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД от нейното създаване през януари 2014 г.

Уважаеми г-н Константинов, каква е равносметката Ви за дейността на енергийната борса през 2019 г.? Какъв е дялът на реализираната електрическа енергия на различните пазарни сегменти през отминалата година? На коя платформа търговските участници са най-активни?

Изминалата година беше изключително успешна за Българска независима енергийна борса ЕАД (БНЕБ) - както заради растящите обеми електрическа енергия, които се търгуват на трите пазарни сегмента „Ден напред“, „В рамките на деня“ и „Централизиран пазар за двустранни договори“, така и заради нарастващия брой компании, които разпознаха БНЕБ като надежден и сигурен партньор.

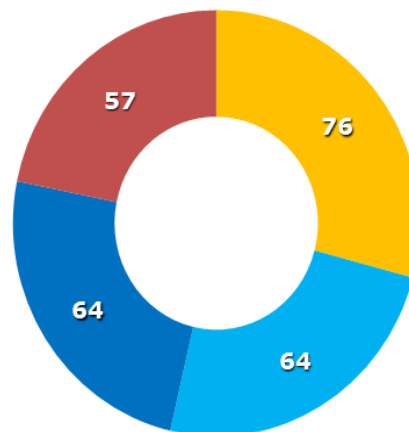
През 2019 г. отчетохме исторически рекорд на реализираните обеми на пазар „Ден напред“. Търгуваните количества електрическа енергия на този пазарен сегмент достигнаха 8.4 TWh, което представлява увеличение с над 40% в сравнение с предходната година.

Декември 2019 г. и януари 2020 г. също бяха изключително успешни за пазар „Ден напред“. През тези месеци на пазарния сегмент бяха постигнати два последователни рекорда в обемите на търгуваните количества.

През декември на него бяха сключени сделки за 873 270 MWh, което беше най-голямото търгувано месечно количество на този пазарен сегмент от стартирането му през януари 2016 г. Само месец по-късно този рекорд беше подобрен значително, като търговията достигна обем от близо 1.2 TWh.

През миналата година БНЕБ имаше възможността да приветства още няколко нови компании на пазар „Ден напред“, с което техният брой се увеличи до 76.

Брой пазарни участници

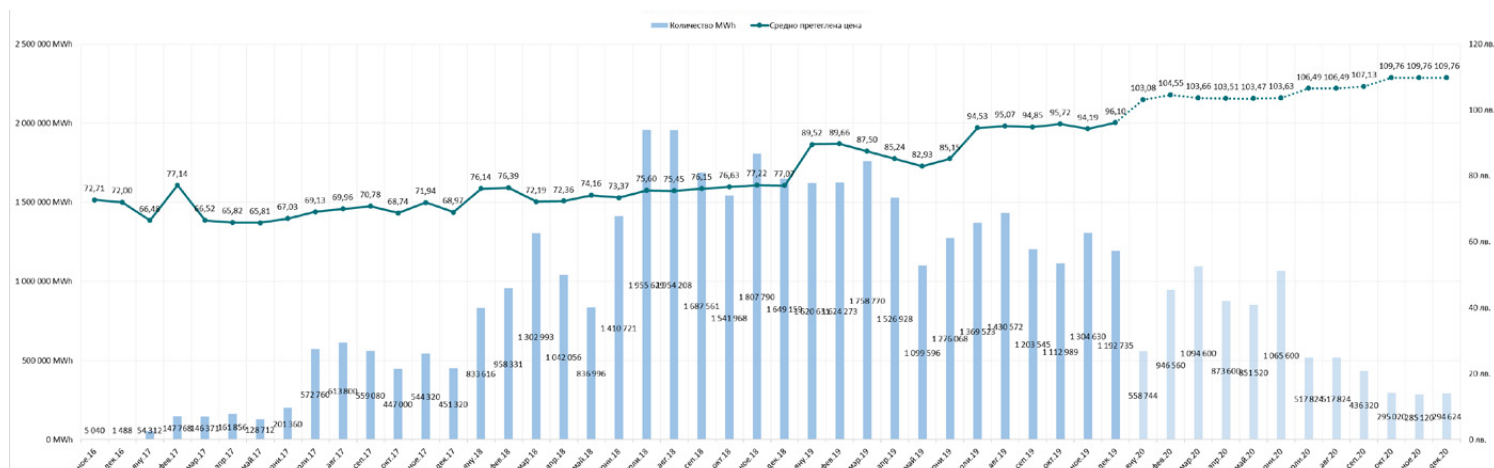


- Пазар "Ден напред" MWh
- ЦПДД Търгове MWh
- ЦПДД Непрекъснатата търговия MWh
- Пазар "В рамките на деня" MWh

БНЕБ отчете нарастване на търгуваните количества и на краткосрочния пазар „В рамките на деня“, който стартира през пролетта на 2018 г. Това се дължи както на нарасналата ликвидност на този сегмент, така и на все по-големия интерес от страна на търговски участници към него. През 2019 г. техният брой достигна 57, при 43-ма участника в рамките на 2018 г.

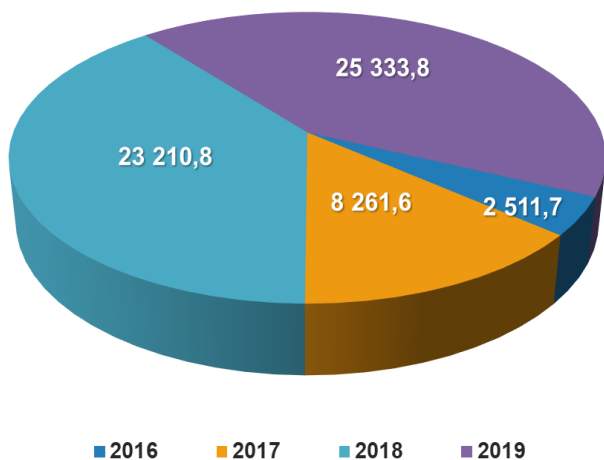
Статистиката показва, че през 2019 г. на пазар „В рамките на деня“ са реализирани 422 791 MWh електрическа енергия, което е близо 2,5 пъти повече в сравнение с търгуваните обеми година по-рано. Данните показват още, че среднодневното търгувано количество е 1158,3 MWh.

На „Централизирания пазар за двустранни договори“ (ЦПДД), който също е важна съставна част от портфолиото на БНЕБ, бяха доставени общо 16 520 258 MWh (по вече сключени сделки), с което общият обем на доставената електрическа енергия от създаването на пазарния сегмент надхвърли 37,5 TWh.

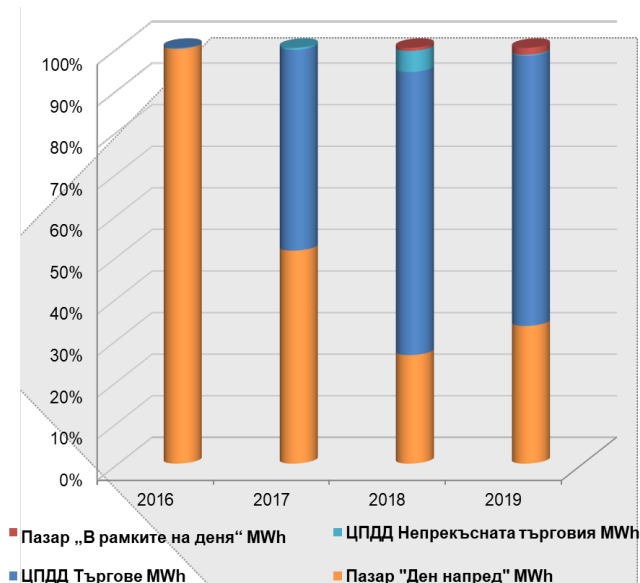


Доставени количества на Централизиран пазар за двустранни договори

Общо доставени количества от 2016 г. до 2019 г. в GWh



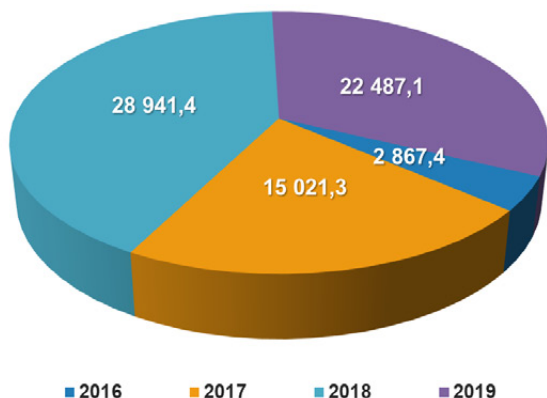
Разпределение на доставените количества по пазарни сегменти



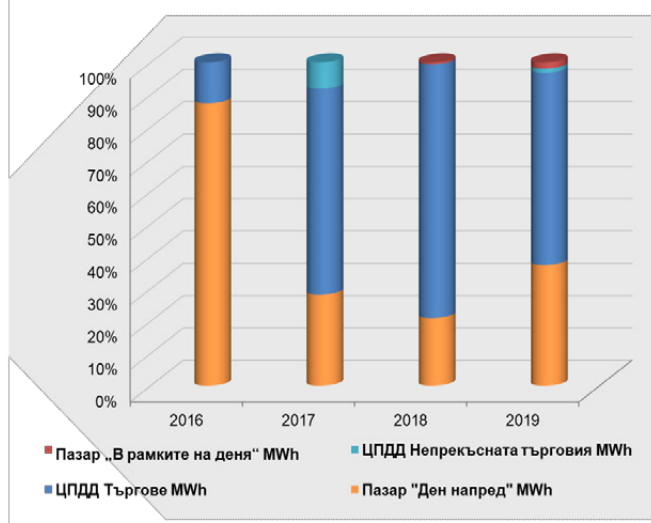
Впечатляващи са и данните, които показват, че от старта на реалната работа на БНЕБ през 2016 г.

на трите пазарни сегмента са изтъргувани близо 60 TWh електрическа енергия.

Общо търгувани количества от 2016 г. до 2019 г. в GWh



Разпределение на търгуваните количества по пазарни сегменти



Всички тези данни, освен че ни радват, показват и голямата отговорност на БНЕБ, свързана с осигуряването на безпроблемното и сигурно функциониране на трите пазарни сегмента, с която задача имаме намерение да продължим да се справяме успешно и в бъдеще.

на деня" (SIDC - Single Intraday Coupling) стана факт на 19 ноември 2019 г. Успешният старт на трансграничната търговия „В рамките на деня“ нямаше да бъде възможен без съвместните усилия на ЕСО и БНЕБ, за което бих желал още веднъж да благодаря на всички колеги, които участваха в този европейски проект.

Наскоро, благодарение на съвместните усилия на БНЕБ и ЕСО, България стана част от Единния европейски пазар „В рамките на деня“, чрез българо-румънската граница. Какви са данните до момента за ефекта върху пазара в този сегмент след обединението?

В резултат на това българският пазар вече е обединен с аналогичните пазари в цяла Европа чрез румънска граница. Данните красноречиво показват, че за първия месец на доставка, от старта на обединението до 20 декември, пазарният сегмент отбелязва значителен ръст на ликвидността. За този период търгуваните количества достигнаха малко над 54 000 MWh,

Присъединяването на България към пан-европейското пазарно обединение „В рамките

което е увеличение със 177% спрямо месец по-рано. Тази тенденция в нарастването на обеите продължи и през втория месец от присъединяването ни към SIDC, когато бяха изтъргувани над 68 000 MWh.

Броят на сделките, които се реализират на пазарния сегмент в условията на Единен европейски пазар „В рамките на деня“ също е показателен за ефекта на присъединяването. Среднодневният брой на сделките след включването ни в SIDC е 1000, при малко над 300 преди пазарното обединение да стане факт, което е увеличение с над 210%.

Общият брой на сключените сделки от присъединяването ни към пазарното обединение „В рамките на деня“ до 19 януари е 62 264, което представлява троен ръст спрямо броя на сделките преди присъединяването ни към SIDC. От тях над 40% са в резултат от трансгранична търговия.

Тези резултати се дължат на възможността българските пазарни участници да виждат на своите екрани за търговия оферти от почти цяла Европа. За последните два месеца пазарните зони, с които са сключени сделки, са тези на Румъния, Унгария, Австрия, Словения, Чехия,

Германия, Франция, Испания, Холандия, Дания, Португалия и Швеция.

Убедени сме, че в бъдеще, благодарение на съвместните усилия на БНЕБ и ЕСО този пазарен сегмент ще продължи да се развива все така успешно и търговските участници ще имат надеждна платформа, която ще им позволи да максимизират ползите от своята търговия.

През 2020 г. предстои обединение на пазарите „Ден напред“. През януари беше иницирана работна среща с румънската страна за обсъждане на параметрите на обединението на българо-румънската граница. В какви срокове могат реално да се случат пазарните обединения в сегмента „Ден напред“ на българо-румънската и българо-гръцката граници?

Както неведнъж сме декларирали, успешната реализация на проектите за пазарни обединения е от стратегическа важност за БНЕБ. В момента непосредствената цел пред Борсовия оператор във връзка с европейската правна рамка е интегрирането на пазар „Ден напред“, опериран от БНЕБ, с пазарите „Ден напред“ на съседните ни европейски държави – Румъния и Гърция.



По отношение на проекта за пазарно обединение „Ден напред“ на българо-румънска граница, на работната среща през януари 2020 г., за която споменахте и в която участваха ЕСО, БНЕБ, румънският борсов оператор OPCOM, преносният оператор Transelectrica и румънският регулатор, бяха определени структурата на проекта, основните задачи и сроковете за тяхното изпълнение. Съгласно пътната карта, заложена в подписания между страните документ, пазарното обединение на

българо-румънска граница трябва да е факт до края на 2020 г.

Планираме тестовата фаза да се проведе през октомври, по-конкретно тя ще започне в средата на месеца. Датата не е избрана случайно, тя е обвързана с очакваното присъединяване на пазарното обединение 4MMC, в което Румъния участва, заедно с Чехия, Унгария и Словакия, към пан-европейското обединение на пазарите „Ден напред“ (SDAC - Single day-ahead coupling). Към момента то върви по план.

Присъединяването на 4MMC към SDAC е необходимо условие за успешна реализация на пазарното ни обединение „Ден напред“ с Румъния. В тестовата фаза, която предстои, ще участват преносните и борсовите оператори на България и Румъния, обединението PCR (Price coupling of region) и SDAC. За целта, в края на януари партньорите по проекта информирахме SDAC за актуалния статус на проекта, както и за всички заложиени срокове за неговата реализация.

Считаме, че осъществяването на пазарното обединение „Ден напред“ на българо-румънска граница ще допринесе за намаляване на ценовите флукуации на този сегмент, които към момента до голяма степен са породени от липсата на по-ефективното имплицитно разпределение на трансграничния капацитет. По тази причина най-стабилизиращо влияние върху цените на електрическата енергия на борсовия пазар в България ще окаже интегрирането с голям съседен пазар чрез голям нетен трансграничен капацитет – НТС (над 800 MW). Такъв пазар и такива технически възможности за свързаност ще дадат обединението с пазарната зона на Румъния, а оттам и с останалите зони на SDAC.

По отношение на проекта за пазарно обединение „Ден напред“ на българо-гръцката граница, договорената между страните целева дата за неговата реализация е първото тримесечие на 2021 г. Тук трябва да подчертаем, че този проект ще бъде реализиран като част от проекта IBWT Market Coupling (Italian Borders Working Table). През декември наблюдаващият комитет на IBWT одобри присъединяването на българо-румънската граница към проекта и през февруари подписахме Оперативното споразумение на IBWT.

Причината за по-дългия срок, който сме поставили за пазарното обединение с Гърция, е необходимостта от повече време, за да се осъществи пълната реорганизация на гръцкия пазар на електрическа енергия, така че той да бъде съвместим с Европейския целеви модел. За целта вместо сегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A., в гръцката пазарна зона трябва да се създаде изцяло нов пазар „Ден напред“. Също така е необходимо да бъдат създадени нов пазар „В рамките на деня“ и нов балансиращ пазар.

При какви условия може да се реализират пазарни обединения и на границите със съседните ни държави, които не са пълноправни членове на Европейския съюз и за тях не е приложимо законодателството на Общността?

Пазарното обединение между страни-членки на Европейския съюз и държави извън Общността е възможно при две условия. Първото от тях е в страната, която не е член на ЕС, да има функционираща борса. Второто условие е тя да е инкорпорирала в такава степен разпоредбите на Регламент (ЕС) 1222/2015 относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (CACM GL), така че в страната да бъде лицензиран Номиниран оператор на пазара на електроенергия (НОПЕ) и да е възможно подписването на Оперативното споразумение на SDAC, както и всички съпътстващи пазарното обединение документи и процедури.

Към момента от съседните ни държави, които не са членове на ЕС, само в Сърбия има работеща енергийна борса. Тя обаче не е имплементирала съответните разпоредби от европейското законодателство.

Пред Северна Македония стоят за изпълнение и двете условия. Както е известно, със Северна Македония имаме стартиран проект за пазарно обединение „Ден напред“, организационната работа по който приключи. До няколко месеца се очаква в страната да заработи енергийна борса.

От началото на юни миналата година Европейската енергийна борса стартира предлагането на български енергийни фючърси. Какви са икономическите ползи от тези финансови инструменти за българските търговски участници?

Партньорството между БНЕБ и Европейската енергийна борса (EEX) стартира в края на 2018 г., а предлагането на български енергийни фючърси започна на 3 юни 2019 г. От старта на търговията досега, или за около шест месеца, са изтъргувани български енергийни фючърси за количество над 1,5 TWh. Интересът към тях от страна на български търговски участници расте непрекъснато. Докато при старта на търговията на EEX имаше регистриран само един търговски участник, за по-малко от половин година техният брой нарасна до 7.

Търговията с енергийни фючърси, в частност с български такива, е много мощен инструмент за хеджиране на риска от страна на търговските участници от участието им на краткосрочните пазари.

Друго предимство от сътрудничеството ни с EEX е възможността за генериране на дългосрочни ценови сигнали за българския електроенергиен пазар.

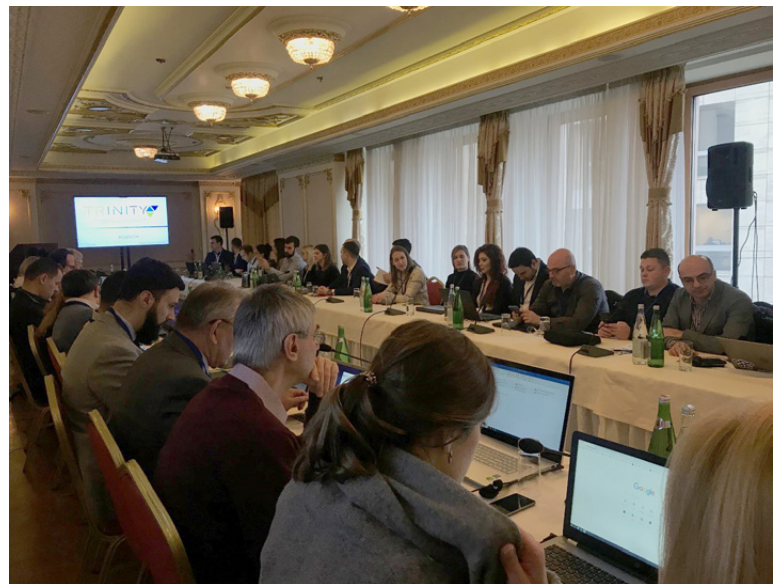
ПРОЕКТЪТ TRINITY ОТ ПРОГРАМАТА НА ЕС ХОРИЗОНТ 2020 В ТЪРСЕНЕ НА СРЕДСТВА ЗА ПОДОБРЯВАНЕ НА ПРЕНОСНИТЕ ВЪЗМОЖНОСТИ НА РЕГИОНАЛНИТЕ ГРАНИЦИ

Проект за Подобряване на преносните възможности на регионалните граници чрез интелигентни пазарни технологии - TRINITY



В наши дни реализирането на единен и обединен пазар на електроенергия е едно от основните предизвикателства, пред които е изправена Европа. Западните и северните региони на Европа работят в продължение на няколко години за постигането на тази цел, докато Югоизточният регион на Европа не е следвал същата пътна карта и не е постигнал толкова голям напредък в тази област.

TRINITY ще се справи с това предизвикателство и чрез резултатите си ще улесни свързването на пазарите на електроенергия в Югоизточна Европа - между самите тях, а също и в рамките на настоящото мултирегионално обединение (MRC). За целта ще бъдат разработени набор от решения за засилване на сътрудничеството между операторите на преносни системи в Югоизточна Европа, които ще подкрепят обединението на пазарите на електроенергия в региона, като същевременно се насърчават по-голямото навлизане на чисти енергии.



TRINITY се финансира от програмата на Европейския съюз за научни изследвания и иновации - Хоризонт 2020 и се изпълнява от консорциум от 19 организации с координатор испанската компания ETRA INVESTIGACION Y DESARROLLO SA. Електроенергийният системен оператор участва като партньор в изпълнението на проекта.

Общият бюджет на проекта е 13 151 140,00 млн. евро, като безвъзмездната помощ е в размер до 9 854 253,28 млн. евро.

Постигането на стратегическата цел на проекта ще се ръководи от крайните потребители: (осем преносни оператори (TSO), четири пазарни оператора (NEMOS) и един регионален координационен център (RCC) и ще се реализира чрез внедряването на четири независими, но допълващи се продукта в региона: T-Market Coupling Framework; T-Sentinel Toolset; T-RES Control Center and T-Coordination Platform.



T-MARKET COUPLING FRAMEWORK

TRINITY ще предостави рамка за засилване на трансграничното сътрудничество и гарантиране на обединението на пазара на електрическа енергия в Югоизточна Европа. Базирайки се на вече действащите споразумения, които подпомагат свързването на пазарите на електрическа енергия „ден напред“, проектът ще предложи координирани „в рамките на деня“ и балансиращ пазари, които ще включват страните членки на ЕС и тези, които са извън ЕС.



T-SENTINEL TOOLSET TRINITY

ще предостави регионален набор от инструменти за управление и експлоатация на съществуващите регионални структури, които ще повиши тяхната сигурност и надеждност. T-SENTINEL toolset ще даде възможност за оптимизиране на коригиращите действия на регионално ниво, както и за разработване на нови алгоритми с цел усъвършенстване на изчислението на маржовете на надеждност, което ще улесни използването на повече енергия от ВЕИ в региона.

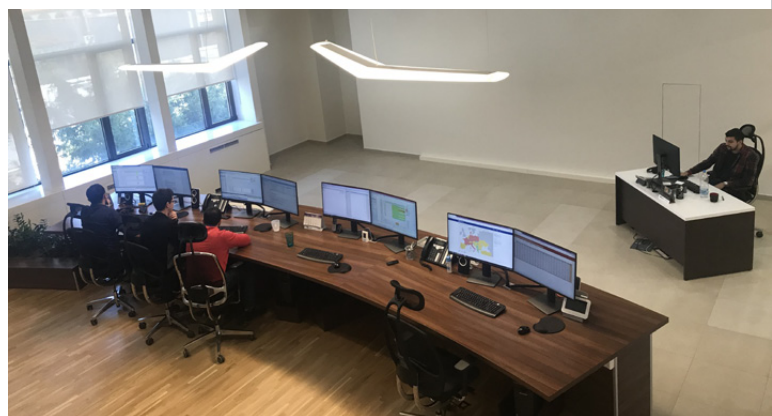


T-RES CONTROL CENTRE ще бъде внедрен в ЮИЕ с цел оптимизиране на управлението и експлоатацията на инсталации за производство на енергия от възобновяеми източници, улесняване на тяхното участие в различните пазари на електроенергия чрез специфични механизми за проследяване и сертифициране на чистия произход на енергията (сертификати, базирани на блокови вериги).



T-COORDINATION PLATFORM

ще служи за подобряване на сътрудничеството между контролния център и операторите на преносните системи чрез координиране на функционалностите, осигурени от трите предишни T-продукта. При структурирането на трансгранични операции платформата ще използва ноу-хау и поуки от оператори на преносни системи в Европа, като например RTE, Франция.



В периода 21 - 22 януари 2020 г. в гр. Белград, Сърбия се проведе работна среща по проекта, фокусът на която бяха дейностите по втори работен пакет, който ще определи основата за изпълнението на проекта, генерирайки и компилирайки всички необходими данни, критерии за оценка, инфраструктура, архитектура на данните и регулаторни изисквания. ЕСО ЕАД е един от лидерите на работния пакет. В рамките на проведената пленарна среща домакините на събитието: сръбският преносен оператор EMS, борсата за търговия с електрическа енергия SEEPEX, регионалният координационен център - SCC Белград и консултантската фирма ЕКС организираха посещения на място и запознаха участниците с дейността си, представиха актуална информация за бъдещото си развитие и предстоящите проекти.



КИБЕРСИГУРНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА СЪС СОФТУЕРНО ДЕФИНИРАНА МРЕЖОВА АРХИТЕКТУРА SDN MICROSENSE

статия на инж. Тихомир Гоглев, администратор Оптична Преносна Мрежа SDN

Цифровата инфраструктура, поддържаща електроенергийната система, играе все по-голяма и важна роля, предоставяйки нови възможности за оперативно управление и регионално сътрудничество. Информационните и комуникационни технологии, съставляващи тази инфраструктура, трябва да осигуряват и гарантират конфиденциалност, интегритет, достъпност и автентичност в обмена на данни.

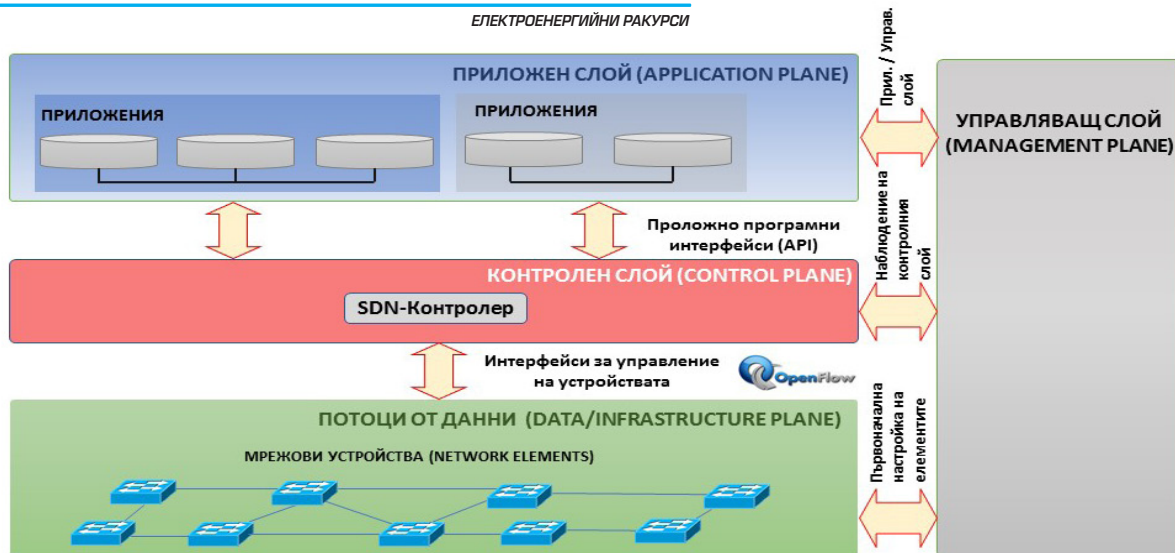
СОФТУЕРНО ДЕФИНИРАНА МРЕЖОВА АРХИТЕКТУРА

Софтуерно дефинирана мрежова архитектура или Software-Defined Network (SDN) е архитектурна концепция, при която управлението на мрежовата инфраструктура се отделя от механизмите за предаване на данни, давайки възможност мрежовият контрол да бъде програмиран директно. При такова разделение работещите в мрежата устройства само насочват потоците от данни, без да извършват каквито и да е решения за тяхната маршрутизация и управление. Управляващата логика се измества в специален SDN-контролер, чрез който централизирано могат да се задават различни политики за управление на трафика от данни или да се извършват промени в конфигурацията на мрежата. SDN не е технология, а архитектура, която отделя контролните функции на мрежата от устройствата, които пренасят данните [1].

Независимо от производителя основните компоненти на SDN-решението са SDN-контролер, програмируема мрежова инфраструктура и приложен слой за управление и директно програмиране на функциите

на мрежовата инфраструктура. **Фигура 1** изобразява логически изгледа на SDN-архитектурата, като съгласно Open Network Foundation (ONF) са дефинирани следните слоеве [2]:

- Инфраструктурен слой или слой на данните - тук се разполагат всички физически мрежови устройства, позволяващи да бъдат управлявани от SDN-контролер.
- Контролен слой - на това ниво функционират SDN-контролерите, които посредством приложно-програмен интерфейс (Application Programming Interface - API) и протокол за комуникация OpenFlow, задават различни политики за управление на инфраструктурното ниво.
- Приложен слой - включва едно или повече приложения, всяко от които има специфичен контрол върху набор от ресурси, предоставени от един или повече SDN-контролери. Допълнителни интерфейси между приложенията не са изключени, с цел взаимодействие между приложенията.
- Управляващ слой - представлява система за управление на мрежата (Network Management System - NMS), като всеки слой от SDN-архитектурата има връзка с управляващата система.



Фигура 1. Основни компоненти на SDN архитектурата

Логическото разделение на функциите между мрежовите устройства и SDN-контролера се извършва посредством приложно-програмен интерфейс (API). За да се реализира комуникацията между инфраструктурното ниво и контролерите в SDN-архитектурата, се използва протоколът OpenFlow. Комутаторите, поддържащи този протокол, имат една или няколко таблици (flowtables), които съдържат набор от правила за управление на потоците от данни (dataflows). За всеки отделен поток се отнасят различни правила, които определят специфични действия за неговото обработване - препращане към съответното направление, отхвърляне или модифициране. В SDN-концепцията, използваният термин „поток от данни“ се използва, за да означи поредица от данни, които попадат в обхвата на конкретно правило за управление, зададено в SDN-контролера [3].

КИБЕРСИГУРНОСТ ЧРЕЗ SDN

SDN-архитектурата предоставя възможност за значително подобряване на сигурността на информационната и комуникационна инфраструктура, както и на SCADA/EMS системите, използващи тази инфраструктура. SDN-контролерите имат пълна видимост върху потребителите, устройствата и приложенията в мрежата, както и способност да препрограмират инфраструктурата във всеки един момент. Това ги поставя в състояние ефективно да идентифицират и смекчават злонамерени потоци от данни, които са част от кибератака, предоставяйки на потребителя корекцията, която трябва да направи [4]. Този повсеместен поглед, комбиниран със съвременни алгоритми за машинно самообучение, изпълнявани от софтуерни компоненти, работещи в приложния слой, означава, че има много нови възможности контролерът да налага правила за сигурност върху цялата система.

АВТОМАТИЧНО ОТКРИВАНЕ И РЕАКЦИЯ СЪС SDN MICROSENSE

Проектът „SDN - гъвкавост на микромрежите в електрическа енергийна система - SDN-microSENSE“ е финансиран от многогодишната програма на Европейския съюз за научни изследвания и иновации - Хоризонт 2020. Стратегическата му цел е да гарантира нормалната работа на електроенергийната система (EPES), както и целостта и конфиденциалността на комуникациите чрез разработване на набор от сигурни и устойчиви на кибератаки инструменти. Електроенергийният системен оператор заедно с още 30 организации участва в изпълнението на проекта.

Основната концепция на проект SDN MicroSENSE се състои в периодично натрупване на статистическа информация за пренасяните данни, след което в реално време се прилагат алгоритми за класификация върху тези статистически данни, с цел откриване на аномалии. Ако се открие аномалия, приложенията, работещи в приложния слой, инструктират SDN-контролера кои злонамерени потоци от данни трябва да бъдат изолирани или поставени под карантина. Изолирането и ограничаването на потоци от данни, съдържащи в себе си атакуваща информация, се извършва от софтуерни компоненти, базирани на алгоритми за машинно самообучение, представляващи софтуерни работни рамки (frameworks).

Рамката XL-EPDS е ядрото на проекта SDN MicroSENSE и съдържа в себе си инструменти за машинно самообучение и задълбочен трафичен анализ в реално време (Live Anomaly Detection - LADS), както и система за регистриране и анализиране на събития за сигурност XL-SIEM [5].

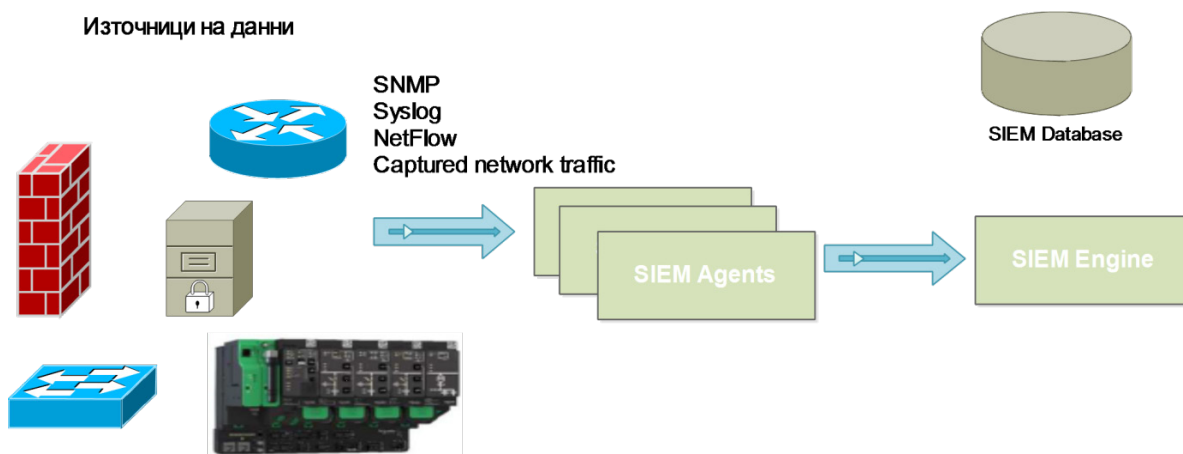
МНОГОСЛОЙНА СИСТЕМА ЗА РЕГИСТРИРАНЕ И АНАЛИЗ НА СЪБИТИЯ ЗА СИГУРНОСТ В РЕАЛНО ВРЕМЕ XL-SIEM

XL-SIEM-софтуерът е част от главния компонент на SDN MicroSENSE и представлява изключително бърз инструмент за регистриране на събития по сигурност и анализ на тези събития в реално време. Извличането на събития от наблюдаваната инфраструктура се извършва от софтуерни агенти (SIEM Agents), разпределени в инфраструктурата [6]. SIEM-агентът е софтуер, който събира данни от различни видове източници – мрежови комутатори, маршрутизатори, защитни стени и RTU, поддържащи стандартизирани протоколи за наблюдение като SNMP, Syslog или NetFlow. Източници на такъв тип данни също са и устройства, работещи по метода Deep packet inspection (DPI), свързани на огледален (подслушващ) порт на мрежов комутатор или защитна стена, през която минава мрежов трафик. SIEM-агентите изпращат извлечените данни криптирано посредством Transport Layer Security (TLS) протокол на XL-SIEM ядрото (XL-SIEM Engine) за следваща обработка и класификация (Фигура 2).

В ядрото събраните данни се обработват, нормализират и корелират, взаимодействайки с другите софтуерни компоненти – извършващи задълбочен трафичен анализ в реално време (LADS) и системата за оценка на риска. След обработката на събитията по сигурност те ще бъдат визуализирани на потребителски панели, чрез DiscØverytool, като ще се използват графични методи за визуализация на поведението на кибератаките [7]. Произведените визуализации ще бъдат достатъчно ясни на администраторите по сигурност, за да идентифицират различните видове кибератаки, да разкриват скрити корелации и да прогнозират нови проблеми със сигурността.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Намаляването на времето за реакция при кибератаки е от решаващо значение при защита на критична инфраструктура. Софтуерно дефинираната мрежова архитектура дава нова перспектива за защита на информацията, улеснявайки и подобрявайки работата на свързаните с мрежата приложения за сигурност. Поради способността на SDN-контролера да има пълна видимост върху устройствата и приложенията, както и способността му да препрограмира мрежовата инфраструктура



Фигура 2. Регистриране и анализ на събития с XL-SIEM

във всеки един момент от времето, могат автоматично да бъдат откривани и отказвани потоци от данни, съдържащи атакуваща информация. Разработените инструменти от проекта SDN MicroSENSE ще регистрират и анализират събития по сигурност в реално време, като автоматично ще бъдат изолирани и

смекчавани атаки, характеризиращи се с рязко нарастващ трафичен обем, като „Разпределени атаки за отказ от обслужване (Distributed Denial of Service - DDoS), атаки по метода груба сила (brute-force intrusions), разпространение на зловреден софтуер, както и различни видове подслушващи атаки.

Библиография

- [1] SDN Architecture. Open Networking Foundation. Palo Alto, CA. 2014. Accessed on: June, 2014. [online]. Available: https://www.opennetworking.org/wp-content/uploads/2013/02/TR_SDN_ARCH_1.0_06062014.pdf
- [2] SDN Architecture Overview. Open Networking Foundation. Palo Alto, CA. 2013. Accessed on: December, 2013. [online]. Available: <https://www.opennetworking.org/images/stories/downloads/sdn-resources/technical-reports/SDN-architecture-overview-1.0.pdf>
- [3] Software-Defined Networking: The New Norm for Networks. Open Networking Foundation. Palo Alto, CA. 2012. Accessed on: April, 2012. [online]. Available: <https://www.opennetworking.org/images/stories/downloads/sdn-resources/white-papers/wp-sdn-newnorm.pdf>
- [4] Jung, O., Smith, P., Magin, J. and Reuter, L. Anomaly Detection in Smart Grids based on Software Defined Networks. Proceedings of the 8th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS 2019), p.157-164.
- [5] SDN MicroSENSE Project. EU Horizon 2020. 2019.
- [6] Gonzalez-Granadillo G., Gonzalez-Zarzosa S. and Faiella M. Towards an Enhanced Security Data Analytic Platform. 15th International Joint Conference on Security and Cryptography (2018).
- [7] Github. DiscØvery-CyberLens Software Tool. Available: <https://github.com/CyberLens/Discovery>. Last accessed 2020.

ЕСО ДОПРИНАСЯ ЗА СИГУРНОТО ФУНКЦИОНИРАНЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА С РЕАЛИЗАЦИЯТА НА ПЕТ ПРОЕКТА ОТ ОБЩ ЕВРОПЕЙСКИ ИНТЕРЕС

ЕСО реализира пет проекта, които бяха включени в Четвъртия списък на Европейската комисия на проектите с общоевропейско значение. За изпълнението им ЕСО привлече безвъзмездно финансиране от европейски фондове в размер на 110 млн. евро. През 2019 година дружеството отбеляза съществен напредък в реализацията на проектите и навлезе

в ключовата фаза по изграждането им. Две поредни години ЕСО участва в инициативата на ЕК „Дни на проектите от общ европейски интерес“. В края на 2019 година за втори пореден път се проведе изложението, което среща опита на десетки организации, работещи за развитието на енергийната инфраструктура в Европа.



„Историята на проектите от общ интерес е европейската история на успеха“. С тези думи новият комисар по енергетиката Кадри Симсън постави началото на второто издание на изложението „Дни на проектите от общ европейски интерес“.



Над 30 компании от Франция, Испания, Полша, Словения, Малта, Естония, Литва, Латвия представиха съвместни и индивидуални проекти за подобряване на енергийната инфраструктура в Европейския съюз. С щандове участваха и Европейските асоциации на електроенергийните и газови преносни оператори ENTSO-E и ENTSO G.

Конференцията, съпътстваща двудневния форум, дискутира широк кръг от теми, свързани с предизвикателствата и постиженията при изпълнението на проектите от общ интерес. Механизмите за финансиране на трансевропейската инфраструктура, сътрудничеството при планирането, добрите практики в областта на обществените поръчки и технологичните решения при изпълнението на проектите от общ интерес бяха част от коментираните теми по време на форума.



Щандът на Електроенергийния системен оператор, подреден в рамките на второто издание на изложението, отново привлече посетителския интерес с петте проекта, реализирани от дружеството. Проектите са за изграждане на вътрешните електропроводи 400 kV между п/ст „Марица изток и п/ст „Пловдив“, между п/ст „Марица изток“ и „ОРУ на ТЕЦ Марица изток 3“, между п/ст „Марица изток“ и п/ст „Бургас“ и между п/ст „Варна“ и п/ст „Бургас“, и на междусистемния от п/ст „Марциа изток“ в Република България до п/ст „Неа Санта“ в Република Гърция.

Над 5 години Електроенергийният системен оператор работи усилено по проектите и бележи съществен напредък в изграждането на електропроводите.

През месец ноември 2018 започна 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, съществено ще допринесе за

повишаване преносните капацитети на българо-румънската граница и реализиране на ползи за потребителите в двете страни.

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 подстанцията Марица Изток с подстанцията Бургас. Той е част от вътрешната 400-киловолтова преносна електрическа мрежа на България. Въздушната линия е част от Група проекти „България – Гърция“, които са от общ интерес, съгласно Регламент 347/2013.



През пролетта на настоящата 2020 година ЕСО поставя началото на изграждането и 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 комисия предостави 58 млн. лева безвъзмездно финансиране за изпълнението на проекта на територията на България. Изграждането и пускането в експлоатация на междусистемния електропровод ще допринесе за сигурността на доставките в региона, за повишаване преносния капацитет на границата ни с Гърция, както и за ускоряване на пазарното интегриране.



Представителите на Европейската комисия високо оценяват усилията и напредъка на Електроенергийния системен оператор по изграждането на електропроводите, които трябва да бъдат въведени в експлоатация до 2022 година.

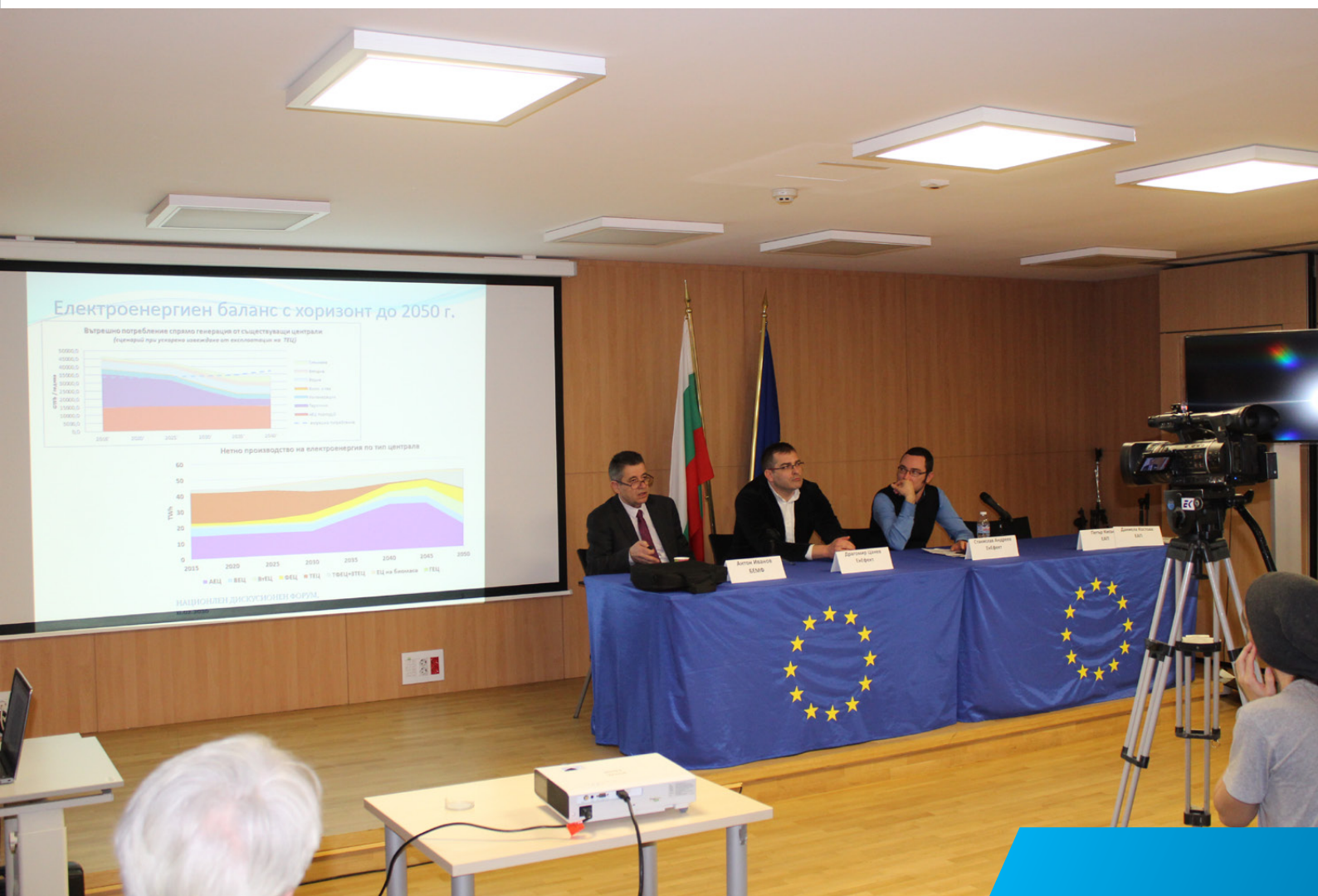
По статията работи:
Свилена Димитрова



БЪЛГАРСКИЯТ ЕНЕРГИЕН ПРЕХОД И „ЗЕЛЕНАТА СДЕЛКА“

Мерки и възможни решения, свързани с устойчивото развитие на енергията в контекста на „Зелената сделка“ бяха основната тема на дискусиата „Енергийни политики, нови

технологии и Национален план по енергетика и климат“, организирана от Българския енергиен и минен форум.



Авторитетни експерти дискутираха най-актуалните предизвикателства пред българския енергиен сектор през следващото десетилетие.

Форумът събра гледните точки на различни специалисти за плавния енергиен преход на българската страна и визията им за енергийна стратегия на страната. Предложени бяха и варианти на мощностен баланс за периода след 2030 г.

Пълната либерализация на пазара на електроенергия, преходът към безвъглеродна енергетика, пълноценното използване на наличните възобновяеми ресурси във вид на биомаса, водна и слънчева енергия, съвместно с прилагане на ефективни мерки за енергийна ефективност и предизвикателствата, свързани с тези процеси, бяха широко дискутирани на форума.

ПОТЕНЦИАЛЪТ НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ

Резултатите от национални проучвания по теми, свързани с енергийната ефективност и енергийната бедност, изпълниха дискусиата в първия панел на форума. Откри се позицията, че страната ни има значителен потенциал по отношение на енергийните спестявания при сградния фонд и промишлените предприятия. Докато в индустрията енергийната ефективност се осъществява като естествен процес за подобряване на производствено-икономическите резултати на предприятията, при жилищните сгради различни енергийно спестяващи програми предоставят възможности за значителни подобрения.

Въпреки активната работа в тази посока през последните години, тревожен е фактът, че до момента в България има само една сграда с почти нулеви емисии. Отделно в страната има 23 сгради с енергиен клас А, но те не покриват изискването 55% от електроенергията за тях да идва от възобновяеми източници. Темата за енергийната бедност не беше подмината в изказванията. Голяма част от присъстващите се обединиха около тезата, че активните мерки, стимулиращи рационалното енергийно потребление, могат да помогнат за преодоляване на проблема.

Приносът на алтернативните енергийни технологии за лек и плавен преход към безвъглеродна енергетика предизвика сериозен интерес сред участниците. Проектът за изграждане на хидротехнически комплекси по поречието на река Дунав, датиращ от 80-те

години, вече набира все повече привърженици и става все по-актуален. В дискусиата място намери и темата за растящото развитие на иновациите за съхранение на произведената от ВЕИ енергия и последващото ѝ използване. Преходът от въглищни към газови и водородни технологии е едно от възможните решения.

ПЪЛНА ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР И НЕОБХОДИМОСТ ОТ АКТУАЛНА ЕНЕРГИЙНА СТРАТЕГИЯ



Председателят на КЕВР Иван Иванов, запозна участниците във форума с регулаторните политики и предстоящите стъпки към пълна либерализация на енергийния пазар. Той очерта актуалните проблеми пред българската енергетика - създаване на ликвиден, прозрачен и интегриран пазар на електрическа енергия, преход към чиста енергия, основен акцент и в енергийната политика на всички страни членки на ЕС, и диверсификация на доставките на природен газ. Председателят на Регулатора не спести факта, че България е поела ангажимент за пълната либерализация на електроенергийния пазар най-късно до 2025 г. В рамките на този период трябва плавно да отпаднат регулираните цени. Председателят на КЕВР Иван Иванов посочи като задължителни условия за пълната либерализация на пазара на електроенергия отпадането на кръстосаното субсидиране и дългосрочните договори.

Той не пропусна да подчертае и изключителната необходимост от приемане на нова енергийна стратегия, която да отразява мерките за сектора до 2030 година с хоризонт 2050 година.

С новите регламенти и политики все повече ще се засилва ролята на потребителите като активни участници на пазара на електроенергия с възможности сами да произвеждат и използват електрическа енергия от възобновяеми източници, да я продават самостоятелно, чрез организиране в енергийни кооперативи или през агрегатор.

Защитата на енергийно уязвимите потребители при пълното освобождаване на електроенергийния пазар също е тема от първостепенна важност. Механизмът за тяхната подкрепа в хода на пълната либерализация ще бъде разработен съвместно между институциите с водещата роля на Министерството на труда и социалната политика.

Не беше подмината и темата за стратегическата роля на България на газовата карта на Европа.

България може да води независима политика в сферата на природния газ, политика която да отговаря в по-голяма степен на целите и намеренията на ЕС. В момента геополитическата обстановка за страната е изключително благоприятна и България е в ключова позиция по отношение на развитието на потоците на природен газ. В презентацията си газовият експерт Христо Казанджиев представи възможностите за използване на изградената и изграждащата се в момента

газова инфраструктура за развитието на Южния газов коридор на Европа с природен газ, доставен в региона на Балканския полуостров от различни източници.

Заклучителните изказвания на организаторите, фокусирани върху българския енергиен преход, обобщиха различните варианти за плавно преминаване към нискоемисионна енергетика. Председателят на Българския енергиен и минен форум Иван Хиновски подчерта възможността за търсене на финансиране за необходимата модернизация на термичните централи, чрез механизма „Въглищни региони в преход“.

Бъдещата трансформация на енергийния отрасъл поставя много въпросителни, които трябва да намерят отговори и решения в една нова, модерна и реалистична енергийна стратегия на страната. Около това становище се обединиха участниците в конференцията, посветена българския енергиен преход.

По статията работи:
Боряна Петрова



БЪДЕЩЕТО НА ВЪГЛИЦНИТЕ ЦЕНТРАЛИ В БЪЛГАРИЯ

Статия на Димитър Куюмджиев - енергиен експерт

КОЛКО ДЪЛГО ЩЕ ИЗДЪРЖАТ ИЗКОПАЕМИТЕ ГОРИВА?

Използването на изкопаеми горива е важна част от индустриалната революция в света и следователно в ежедневието. Изкопаемите горива изиграха огромна роля в създаването на промишлено развитие, заетост и благосъстояние. Бензин, дизел, въглища, природен газ - през последните 2 столетия изкопаемите горива са били крайъгълните камъни на човешкото развитие и ни доведоха до стандарта на живот, където сме днес.

Същевременно отдавна е установено, че изкопаемите горива са най-големият източник на въглероден диоксид - парников газ, който допринася за изменението на климата, а тяхното производство причинява както въздействие върху околната среда, така и върху човешкото здраве. Отделно замърсяват атмосферния въздух с азотни, серни окиси и фини прахови частици, като въглищата са водещ замърсител.

Сравнение замърсяването на атмосферата от различните изкопаеми горива			
Kg емисии към 1 Tj енергия			
	Природен газ	Мазут	Въглища
NO _x	43	142	359
SO ₂	0,3	430	731
Фин прах	2	36	1333
CO ₂	56100	71000	113000

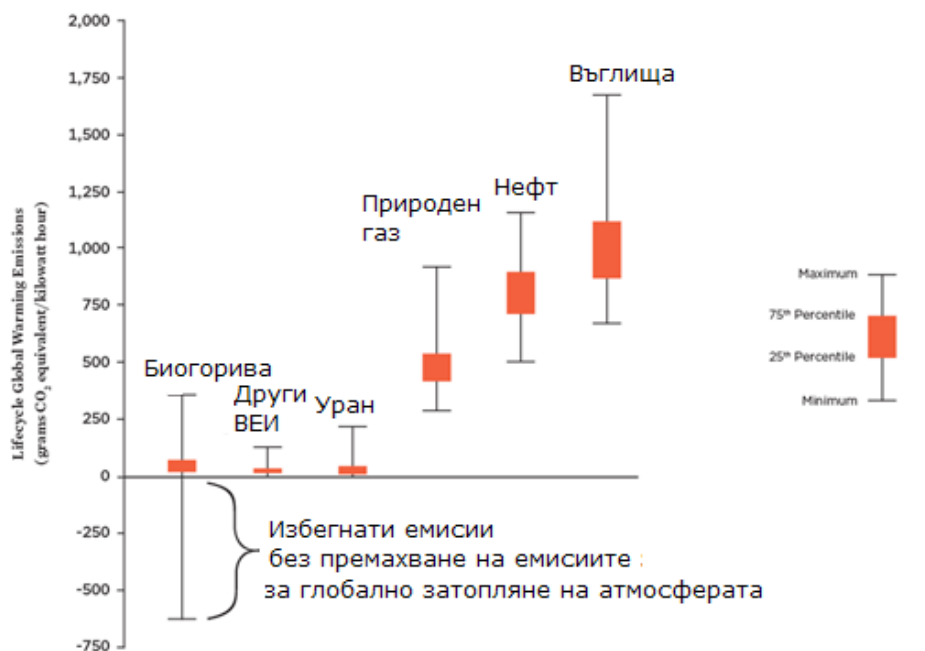
Източник: World Energy Review

Както се вижда от приложената таблица, през цикъла на производство/потребление, въглищата отделят около 50% повече въглерод от природния газ и 25% повече от петрола, за единица енергия, и по този начин са водещ източник на затопляне на климата. Тези опасения предизвикват света да търси алтернативни източници на енергия, които са едновременно по-малко вредни и възобновяеми, както и да се предприемат глобални мерки за ограничаване емисиите от въглероден диоксид.

Казаното по-горе може да се онагледява и на **фиг.1**, показваща сравнение на влиянието на различните енергийни източници - ядрено гориво, възобновяеми източници и биогорива, върху глобалното затопляне на атмосферата на земята.

На схемата се откроява отпечатъкът на изгарянето на биогоривата върху затоплянето на атмосферата. Вижда се, че само биогоривата имат и отрицателна компонента. Това се дължи на факта, че при израстването си, растенията чрез процеса на фотосинтеза улавят слънчевата енергия, поглъщат въглеродния диоксид от въздуха и водата от земята и ги превръщат в сложни съединения, съставени от въглерод, водород и кислород. Когато тези въглехидрати се изгорят, те се превръщат обратно във въглероден диоксид и вода и освобождават енергията, уловена от слънцето.

Сравнение на емисиите за глобалното затопляне от енергийни източници



Фиг. 1

С оглед овладяване на глобалното затопляне, на 21-вата конференция по изменението на климата в Париж в края на 2015 година се подписа и прие Споразумение, което постави началото на обща цел за ограничаване повишаването на средната глобална температура под 2 градуса Целзий. Това трябва да послужи като своеобразен преход към нулеви въглеродни емисии в края на века.

Едно от приоритетните действия за постигане целите за климата е всички електроцентрали на въглища в Европейския съюз да бъдат спрени до 2030 г. Според извършения примерен стрес тест за всички енергийни обекти в Европа, публикуван в анализа „SCIENTIFIC GOALPOSTS FOR A COORDINATED PHASE OUT AND DIVESTMENT (FEBRUARY 2017)“, са определени крайни дати за функциониране на отделните енергийни блокове.

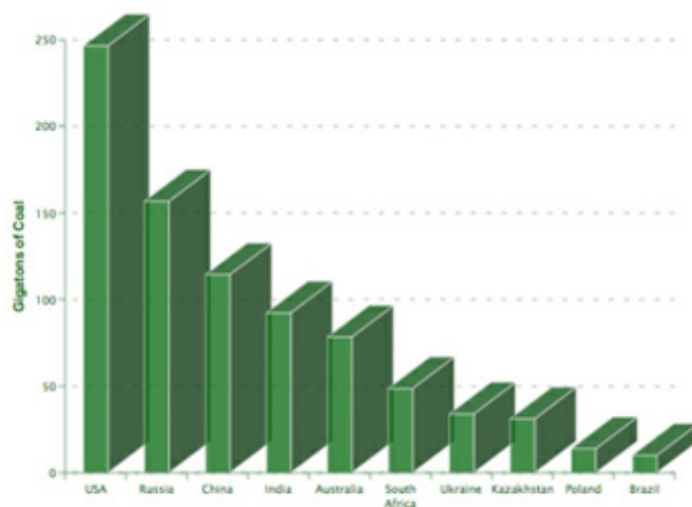
Тези срокове все още са индикативни и препоръчителни, но след 2020 г. е много вероятно да станат задължителни и неспазването им да доведе до наказателни процедури. Независимо от стрес-теста, в „Интегрирания национален план за климата и енергетиката до 2030 година“ на Министерството на енергетиката, не е предвидено закриване на мощности в комплекса „Марица-Изток“. Закриването им не е предвидено и в 10-годишния план на Електроенергийния системен оператор.

Изкопаеми горива като въглищата са изобилна и евтина форма на енергия. Да обърнем гръб на ископаемите горива би означавало да се

отвърнем от някои от най-големите постижения в човешката история. В най-голямото находище на ископаеми горива на Балканите - минният комплекс „Марица изток“, според изследване на американския Global sustainability institute, България има реални запаси от въглища, които са достатъчни за още 34 години работа на ТЕЦ в комплекса, а според главния проектант на минния комплекс - Минпроект - за още 50 години експлоатация.

Вдържави като Франция и Великобритания, запасите от въглища вече са изчерпани.

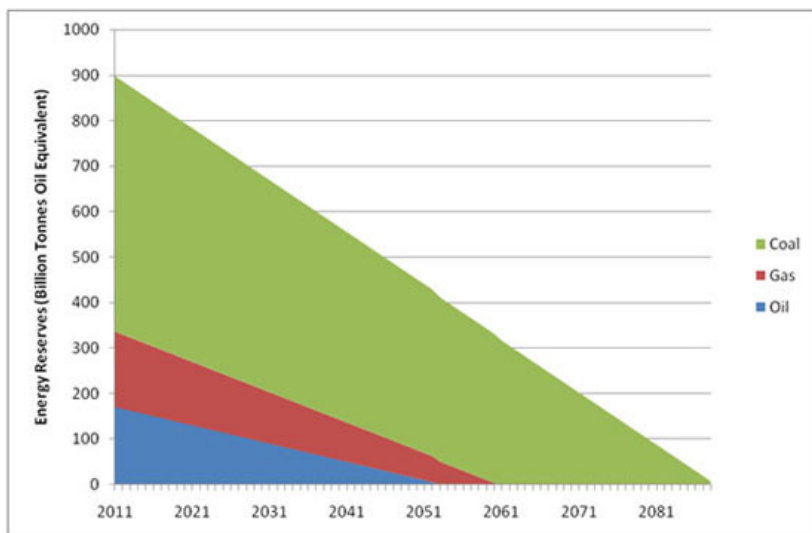
Но много други държави разполагат с милиарди тонове запаси от въглища, видно от следващата графика, **фиг. 2**:



Фиг. 2

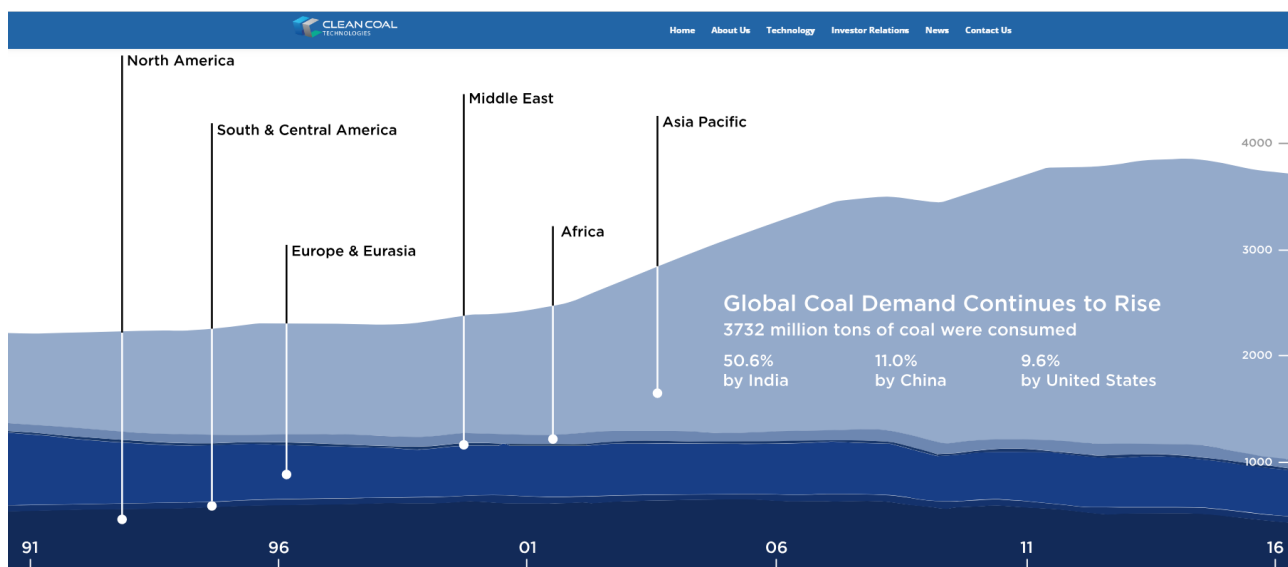
В графиката на **фиг. 2** не са представени запасите на Германия, но те са на нивото на Австралия.

За да запазим средното глобално покачване на температурата под 1,5 °C, трябва да оставим до 80 % от запасите от ископаеми горива в земята. Но в световен мащаб зависимостта ни от ископаеми горива нараства. На **фиг. 3** е показано колко дълго може да продължи използването на настоящите запаси от ископаеми горива:



Фиг.3

Докато Европа се самоограничава в консумацията на въглища, в глобален мащаб картината е съвсем различна, видно от консумацията на въглища в света за периода от 1991 – 2016г., представена на **фиг. 4**:



Фиг. 4

ИМАТ ЛИ АЛТЕРНАТИВА ВЪГЛИЩАТА?

През последното десетилетие развитите и развиващите се страни изразходват огромно количество усилия и средства за разработването на по-чисти алтернативи за възобновяема енергия, както и технологии за пречистване на въглищата и на техните продукти след изгарянето.

Рисковете от глобалното затопляне са реални и редица правителства предприемат действия за ограничаване на емисиите на CO₂ и другите парникови газове. Но въглищата ще продължават да играят голяма и незаменима роля в свят на ограничени парникови газове. Наистина, предизвикателствата за правителствата и индустриите откриват път, който намалява въглеродните емисии, продължавайки да

използва въглища, за да се посрещнат спешните нужди от енергия, особено в развиващите се икономики.

ЧИСТИ ВЪГЛИЩНИ ТЕХНОЛОГИИ

Чистите въглищни технологии са комплекс от технологии, целящи смекчаване на въздействието върху околната среда от страна на производството на енергия от въглища. Тези нови технологични пробиви дават възможност на електроцентралите да произвеждат енергия по по-икономичен и екологично по-отговорен начин.

Чистите въглищни технологии имат за цел да премахват или да намаляват емисиите на замърсители в атмосферата. В целия свят се водят разработки за нови съвременни технологии за дълбочинна преработка на въглищата. Тези методи се делят на три групи:

1) Пряк хидрокрекинг на въглищата - това са процесите: HYGAS, H-COAL, SYNTHOIL, SKR, BI GAS и др.

Процесът HYGAS се основава на реакция на въглищата и водата за производство на метан, който е основна съставка на природния газ, и страничен продукт - въглероден диоксид, който се отделя в атмосферата.

Процесът H-Coal превръща въглищата директно в течни горива. Конверсията на въглищата обикновено достига 95%. Това е най-ефективният процес с типичен добив от четири до пет барела петрол от тон въглища, освободени от влага - включително газификация на въглища, при която се отделя водород. Основните продукти са: дизелово гориво с добри свойства и мазут с ниско съдържание на сяра, който може да отговаря на спецификациите след реформинг или хидропреработка.

2) Пиролиза и коксуване - такива процеси са: COED, CARRENT, TOSCOAL, COALSON, ZURGI, DUHRGAZ. Течните добиви от процесите на пиролиза обикновено са неефективни за практическо използване при производството на синтетични течни горива, изискват по-нататъшно третиране, преди да могат да се използват като моторни горива. Но икономическата жизнеспособност на тази технология не е убедителна.

3) Газификация на въглищата. Известните промишлени методи са: LURGI, WINKLER, COPPERS, TEXACO, EXXON, MOLTEN SALT, SHELL.

Този процес е най-екологосъобразното използване на въглища за енергийни нужди, тъй като премахва до 99 % от всички замърсители. Той също така подобрява ефективността на електроцентралите от 40 на 70 %.

От технологиите, използвани за газификация на въглища, процесите на Shell и Техасо имат доминиращ дял в газопроизводството (77 %), следвани от китайската технология ECUST (15,3 %). Третото място на използване на технологията ECUST (Източен китайски университет за наука и технологии) е забележително поради бързия темп на развитие на технологията. Започвайки с пилотен завод (22 тона/ден гориво) през 1996 г., технологията е довела до експлоатация на 17 търговски газификатора, които са въведени до 2010 г. и днес достига до преработка на 2 000 тона/ден въглища). Само в Китай годишно се газифицират повече от 100 милиона тона въглища.

От накратко казаното по-горе, практически интерес за България има преработката на въглищата чрез процесите хидрокрекинг (хидрогениране) и газификация.

КАКВИ ДАННИ СА ДОСТЪПНИ ЗА ИНВЕСТИЦИОННИТЕ РАЗХОДИ, НЕОБХОДИМИ ЗА ДВАТА ПРОЦЕСА?

А) За H-Coal процесът:

От изградени такива инсталации в САЩ е установено, че проектните инвестиции в заводски съоръжения за преработка на въглища от едно находище с подземен и друго находище с открит добив по H-Coal процес и с производителност от 100 000 барела течное гориво на ден са както следва, **табл. 1**:

Таблица 1.

CAPITAL INVESTMENT FOR H-COAL SYNCRUDE PRODUCTION

(Basis: 100 000 B/SD Syncrude Production)

	Millions of Dollars	
	Illinois №6 Coal	Wyoming Powder River Coal
Plant facilities		
Coal storage, handling and preparation	\$ 33	\$ 46
Coal slurry preparation	13	13
Coal hydrogenation	112	123
Product separation and fractionation	35	35
Steam reformer hydrogen plant	26	44
Partial oxidation hydrogen plant	157	128
Oxygen plant	68	59
Sulfur and ammonia recovery	25	13
Utilities	53	55
General plant facilities	11	11
Total plant facilities investment	\$ 533	\$ 527
Land cost	1	1
Plant working capital	27	18
Organization and start-up costs	32	32
Paid-up royalties	17	16
Interest during construction	75	74
Subtotal	\$ 152	\$ 141
Total capital investment	\$ 685	\$ 668

Инвестициите в инсталацията за производство на водород възлиза на \$ 276 милиона от общо 533 милиона щатски долара, или 52 процента.

Общите инвестиции в предприятията за втечняване на въглища могат да бъдат намалени, ако се приемат алтернативни суровини и горива. Например, инвестицията във водородни инсталации би могла да бъде намалена наполовина, ако за суровина се ползва природен газ или нафта и се реформира до водород.

В **табл. 2** са представени годишните разходи по експлоатация на съоръженията и поддръжката им:

Таблица 2.

*ANNUAL OPERATING COSTS FOR H-COAL
SYNCRUDE PRODUCTION*

(Basis: 100 000 Barrels per Stream Day)

	Millions of Dollars	
	Illinois №6 Coal	Wyoming Powder River Coal
Labor		
Operating labor and supervision	\$ 5,74	\$ 5,85
Maintenance labor	6,93	7,90
Payroll burden and G&A overhead	<u>7,09</u>	<u>7,20</u>
Total labor	\$ 19,75	\$ 21,45
Raw materials and supplies (excluding coal)		
Catalysts and chemicals	10,37	11,84
Maintenance supplies	<u>10,66</u>	<u>10,54</u>
Total raw materials and supplies	\$ 21,03	\$ 22,38
Electric power at 1.25 c/kWh	12,88	14,11
Fixed costs		
Plant overhead	10,66	10,54
Property taxes and insurance	<u>10,66</u>	<u>10,54</u>
Total fixed costs	\$ <u>21,32</u>	\$ <u>21,08</u>
Total operating costs, excluding coal	\$ 74,99	\$ 79,02

В представените по-горе инвестиционни разходи не са включени разходите за добив на въглищата. Като пример, те са представени отделно в следващата **табл. 3**:

Таблица 3.

COAL MINING COSTS (Dollars per Ton)

	Illinois №6 Coal Bituminous Coal - Underground Mining	Wyoming Powder River Coal Subbituminous Coal - Surface Mining
Operating costs		
Labor	\$ 3,20	\$ 0,90
Mine supplies	1,49	0,50
Utilities	0,15	0,08
Royalties	0,30	0,20
Taxes and insurance	<u>0,12</u>	<u>0,08</u>
Total operating costs	\$ 5,26	\$ 1,76
Depreciation	0,98	0,32
Depletion allowance	0,9	0,30
Net income	0,91	0,31
State and Federal income tax	<u>0,95</u>	<u>0,31</u>
Total coal cost	\$ 9,00	\$ 3,00
Mine investment (\$/annual ton)	\$ 19,60	\$ 6,50

Вижда се, че откритият добив е повече от 3 пъти по-евтин от подземния и съответства на 11-12 лв./тон въглища.

Б) За газификационен процес

Отново са достъпни данни за американска инсталация за преработка на въглища от две находища (**табл. 4**).

Таблица 4.

PRODUCTION FROM DIFFERENT COAL QUALITY

Performance		Illinois №6, Bitum.	Wyodak, sub-bitum.
Gasif. Capacity, output	MWh	310	207
Syngas production (HHV)	GJ/h	1005	671
Coal feed	GJ/h	1180	802
Net efficiency	%	74,7	72,8
Costs (US \$2005)			
Tot. plant cost		118,7	101,3
Specific capital cost	\$/GJ	13,5	17,2
O&M cost			
Fixed O&M cost	Mill.\$/y	6,0	5,8
Var. O&M cost, output	\$/GJ	1,4	1,6
Coal cost, input	\$/GJ	1,3	0,9
Production cost	\$/GJ	15,6	19,3

В ред 6 Общи инсталационни разходи, мерната единица не е упомената, но става дума за 118, респ. 101 милиона долара за газификация на двата различни сорта въглища.

Подробни данни са достъпни и за две проектирани инсталации в Индонезия. Едната по китайска технология (Инсталация А), а втората по германска технология (Инсталация В), предназначени както за газификация на въглищата, така и за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия през 2011г.

Капиталните разходи в хиляди долари са:

No.	Components	Plant A	Plant B
I.	Capital Expenditures (CAPEX) = a+b+c		
	Total CAPEX	15,998	43,893

А предвидените разходи за експлоатация и поддръжка на съоръженията са:

II	Operational Expenditures (OPEX) = d + e + f + g		
	Total OPEX	11,937	12,887

Прави впечатление съществената разлика в капиталовите разходи между китайската и германската технология, при една и съща производителност на синтетичен газ, докато експлоатационните разходи са приблизително еднакви. Въобще инвестициите за изграждане на инсталации за газификация на въглища по китайска технология са около 60 % - 65 % по ниски от тези по американските и европейските.

Разходите за производство на електроенергия за инсталациите в Индонезия са 0,189 и 0,204 USD/kWh, а продажните цени за електроенергия са 0,279 и 0,358 US \$/kWh съответно за А и В.

Топлинната енергия се доставя като синтетичен газ. Разходите за генериране на синтетичен газ са 0,322 и 0,340 US \$/Nm³, а продажната цена на сингаз са 0,38 и 0,512 щатски долара/Nm³, за завод А и В съответно. Анализът също показва, че газификацията на въглища е конкурентна в сравнение с енергията от дизел и мазут (т.е. 0,375 US\$/kWh), но по-малко конкурентна, в сравнение с енергията от природен газ (т.е. 0.0864 US\$/kWh).

Пореден пример за капиталови вложения е и проектираният завод на южноафриканската химическа и енергийна компания Sasol, която ще произвежда 96 000 барела на ден дизелово гориво и се очаква да струва 10 милиарда долара. В момента компанията изгражда първата голяма рафинерия в Съединените щати, близо до Лейк Чарлз в Луизиана. Тя ще бъде разположена там, за да се възползва от края на газопровода за природен газ и транспортния път по река Мисисипи.

Същата фирма Sasol е направила проучване за използване на въглища от област Силезия (Полша и Германия) за производство на 5 млн. тона синтетичен газ от 15 млн. тона въглища, като инвестицията се оценява на 3 млрд. долара. Пак от същите въглища се предвижда получаване на синтетично течно гориво, което ще струва не повече от 30-35 US\$/барел.

Използването на въглища ще се увеличи при всеки предвидим сценарий, защото са евтини и с големи резерви. Въглищата могат да осигурят използвана енергия на цена между 3 и 7 Евро на MWh в сравнение с 18 до 40 Евро за MWh за нефт и природен газ.

ПОДЗЕМНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА ВЪГЛИЩА

Газификацията може да се случи както в отделно наземно съоръжение за преработка, така и в мина или във въглищен неразработен залеж. Подземната газификация на въглищата (UCG) позволява достъп до по-дълбоки въглищни слоеве, досега недостъпни чрез конвенционален добив.

Според изследвания на български геолози от всеки тон въглища може да се извлече 20-25 m³ синтетичен газ. Проучване на „Овергаз“ показва, че добивният синтез ще струва около 60 евро/1000 m³. Разходният ценови диапазон се оценява от 1 до 8 US\$ на GJ произведен синтетичен газ.

Подземната газификация предлага определено предимство, но и сериозни потенциални опасности - веднъж започнал, процесът не може да бъде прекъснат, както и съществува риск от замърсяване на ценни водни ресурси.

КОМБИНИРАН ЦИКЪЛ С ИНТЕГРИРАНА ГАЗИФИКАЦИЯ (IGCC)

В световната практика са изградени хибридни инсталации, които съчетават на една площадка модерна технология за газификация на въглища с производство на електроенергия с газови и парни турбини.

Предимствата на тази технология в сравнение с конвенционалните електроцентрали с прахообразно изгаряне на въглища включват гъвкавост по отношение качеството на използваното изходно гориво, по-голяма ефективност и много ниски емисии на замърсители. Така например, процесът позволява да се премахнат 98 - 99 % от серните окиси, съдържанието на азотни окиси е под

75 mg/m³, а съдържанието на фини прахови частици е под 1 mg/m³.

IGCC използва комбиниран цикъл с газова турбина, задвижвана от произведения от въглищата синтетичен газ, докато отработените газове чрез топлообменници в отделен термодинамичен контур генерират прегрята пара за задвижване на парна турбина. При този процес около 60 – 70 % от енергията идва от газовата турбина. А общият коефициент на полезно действие на комбинираната ТЕЦ нараства с поне 17 %.

Важно: Наземната газификация на въглища също притежава недостатъци. Един от недостатъците на тази газификация на въглища са разходите за поддържане на необходимите съоръжения. Тихоокеанската Северозападна Национална Лаборатория на САЩ посочва, че огнеупорната зидария на газификатора обикновено трае около една година до 450 дни най-много, което струва около един милион долара, за да се замени. Замяната също така отнема от 21 до 42 дни за инсталиране, през което време съоръжението за газификация не може да работи. Това повишава цената на енергията и химикалите, произведени от тези инсталации, което ги прави по-трудни за конкуриране с еквивалентни продукти, произведени чрез конвенционални методи.

Втори недостатък е, че въпреки някои екологични предимства, при газификацията на въглищата, освен че се произвежда синтетично гориво, от синтетичния газ се отделя и голямо количество въглероден двуокис, което се втечнява за по-нататъшно съхранение.

СИСТЕМА ЗА УЛАВЯНЕ И СЪХРАНЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДЕН ДВУОКИС (CCS)

България е сред малкото страни в света, която имаше шанс да получи одобрение на европейски проект на тема „Към демонстрационна електроцентрала за нулеви емисии с технологии за улавяне и съхранение на въглерод (CCS)“ изпълнен съвместно от испанската фирма Inynpsa и българския клон на австралийската компания WorleyParsons през 2010-2011г..

За сценарии на демонстрационните проекти са били избрани следните ТЕЦ:

- 1) ТЕЦ „Ей и ЕС Гълъбово“ - площадка за съхранение Гълъбово/Марица;
- 2) ТЕЦ „Марица Изток 2“ - площадка за съхранение Павликени; и
- 3) ТЕЦ „Марица изток 2“ - площадка за съхранение Ямбол/Черково.

Изборът на площадки за съхранение е съобразен с критериите: да бъде на разстояние не повече от 150 km от ТЕЦ, да има капацитет на съхранение поне 20 г. и използваните подземни кухни да бъдат на дълбочина над 800 m, да бъдат изолирани от атмосферата чрез дебели слоеве непроницаема скала.

Интерес представляват **табл. 5** с направените оценки за размера на необходимите инвестиции по отделните сценарии и цената на произвежданата електроенергия с действаща система за улавяне и съхранение на въглероден двуокис (CCS).

Таблица 5.

Размер на необходимите инвестиции по отделните сценарии и цената на произвежданата електроенергия с действаща система за улавяне и съхранение на въглероден двуокис (CCS)



Цена на електрическата енергия



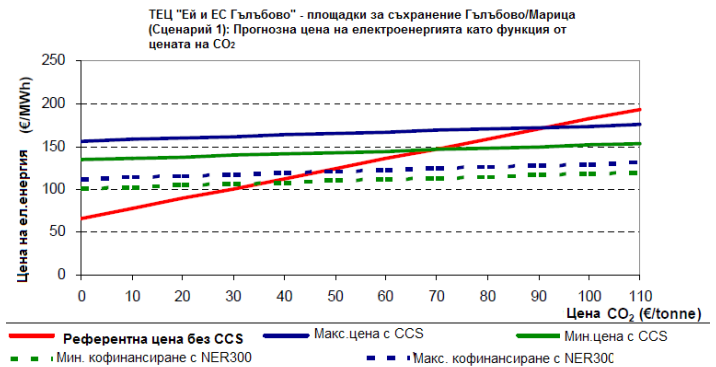
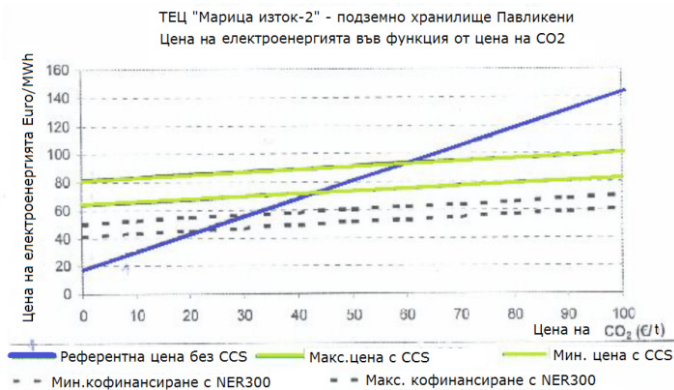
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
ТЕЦ	TPP AES Galabovo	TPP Maritsa East 2	TPP Maritsa East 2
Място за съхранение	Гълъбово Maritsa	Павликени	Ямбол-юг/ Черково
Инвестиции за CCS , М€ от-до	292 - 492	370 – 557	353 - 553
Цена ел.ен. без CCS €/MWh	66	18	18
Цена ел.ен. с CCS €/MWh от-до	134 – 156	64 – 82	62 – 81
Прагова цена на емисиите , €/t оценена от-до	69 - 89	43 - 59	42 – 59
Цена ел.ен с NER 300 €/MWh, от-до	100 – 111	41 – 50	40 – 50
Прагова цена на емисиите с вкл. NER300 €/tCO ₂ оценена от-до	35 - 45	20 - 30	20 - 30

NER 300 е европейска програма за съфинансиране, която обединява около 2 млрд. Евро за иновативни нисковъглеродни енергийни демонстрационни проекти.

Оценените капитални разходи са между 300 и 500 милиона евро за различните сценарии. Най-висока е прогнозната инвестиция за сценарий 2 предвид голямото разстояние на транспортиране на втечнения CO₂. Вижда се, че единичната цена на произвеждания 1 MWh електроенергия с прилагане на технологията CCS нараства 2-2,5 пъти за ТЕЦ АЕС Гълъбово и 3,5-4,5 пъти за ТЕЦ Марица изток-2. Но тя може да бъде редуцирана ако бъде одобрено прилагането на европейската програма NER300. Тази програма носи инициалите си от продажбата на 300 милиона квоти за емисии от

резерва за нови участници (NER), създаден за третата фаза на системата на ЕС за търговия с емисии (EU ETS). С прилагането на програмата цената на електроенергията би спаднала с 35-60% за различните сценарии.

Предвид непрекъснато нарастващата цена на 1 тон въглеродни емисии, представлява интерес, при каква прагова цена на тон емисии проектът за двата ТЕЦ-а би бил рентабилен. Стойностите са дадени в таблицата, а онагледяването е на следващите две графики.



КАКВО Е БЪДЕЩЕТО ЗА ВЪГЛИЩНИТЕ ТЕЦ В БЪЛГАРИЯ?

В много европейски страни от доста време е намерен начин за осигуряване финансовата устойчивост на въглищните електроцентрали, които гарантират сигурността на снабдяването. Досега в 13 страни в Европа вече работи т.нар. механизъм за капацитет, който ЕК е одобрила, за да се гарантира потреблението на електроенергия в даден период от време. Сред тях са Великобритания, Германия, Италия, Полша, Белгия, Гърция... В Европа се прилагат 33 различни механизма за заплащане на капацитет, които са одобрени от Европейската комисия в съответствие с Насоките за държавна помощ за опазване на околната среда и енергетиката в периода 2014-2020 г.

Българските отговорни институции анализират адекватността на ресурсите, за да се избере механизъм за защита на родните ТЕЦ на въглища. Документът доказва необходимостта от тези допълнителни плащания за поддържане стандартите за надеждност на електроенергийната ни система.

Трябва да се отбележи, че механизмите за капацитет не са безкрайна дерогация, а временно одобрение от страна на ЕК и няма да продължат повече от 10 години. А след това?

Лекомислено е да разчитаме, че енергийните технологии от миналия век ще продължат да ни служат до изчерпване на националното ни богатство - маришкия минен комплекс. Както и да поддържаме заблудата, че новите чисти въглищни технологии са излишен разход, а физическата граница на ресурс на енергийните съоръжения може да бъде премествана продължително.

Представените накратко по-горе чисти въглищни технологии доказват, че въглищата сами по себе си са неутрални. Мръсни ги прави директното им изгаряне.

Китайската технология за газификация на въглища с производство на 1005 GJ/h синтетичен газ е оценена на 16 млн US\$. Но следва да се напомни, че тази технология отделя въглероден диоксид, който трябва да се улови, втечни и съхрани на безопасно място, което води до допълнителни разходи, оценени на около 300 млн. евро.

Накрая, има и по-евтин вариант за екологизация на ТЕЦ на въглища в преходния период - това е съвместното изгаряне на въглища (по съществуващата технологична схема) и на водо-въглищно гориво (ВВГ) през мазутните

горелки. Инсталации за изгаряне на ВВГ са изградени в Австралия, Австрия, Канада, Китай, Италия, Япония, Швеция, Русия, САЩ и др. Най-интензивни разработки на технологията ВВГ са провеждани в Япония, Китай и Русия, а

работеща инсталация за топлоснабдяване има и във Виена.

В следващата табл. 6 е представен екологично очистващият ефект от прилагането на ВВГ:

Таблица 6.

ЕКОЛОГИЧНО ОЧИСТВАЩ ЕФЕКТ ОТ ПРИЛАГАНЕТО НА ВВГ

Вид емисия	ПДК, mg/Nm ³			Фактическа концентрация на вредни вещества в изходящите газове mg/Nm ³				
	Норма ЕС	Норма САЩ	Норма Русия	Прахово изгаряне	Слоево изгаряне	Мазут	Природен газ	ВВГ
Прах	10	150	150	100-300	до 7000	2 до 5	0.5	1 до 5
SO ₂	50	600	750	400-800	до 2500	400-760	-	до 50
Nox	200	600	650	250-600	до 1500	150-750	50-200	30-100
CO	50	-	375	до 300	до 2500	до 400	до 10	до 50

Нека да се има предвид, че такова гориво е разработено и в България и е с доказано нискоемисионно изгаряне от измервания на РИОСВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На последните няколко енергийни конференции, проведени в България, се показаха презентации, апелиращи в преходния период преди затваряне на въглищните ТЕЦ да се премине на работа на природен газ, чиито емисии на CO₂ са наполовина на тези от въглищата.

Такава конверсия се предприе вече за ТЕЦ „Варна“, която ще обхване и най-старите първи три блока. Предимствата на изгаряне на природен газ са освен екологични, но и щадящи котелното оборудване - няма износване на нагревните повърхности, няма отделяне на шлага за депониране, по-ниска повреждаемост на съоръженията, по-малко количество закупени квоти за емисии.

При непрекъснато нарастващата цена въглеродните емисии, една конвертирана на природен газ централа ще има икономическо предимство пред въглищна такава. Това предимство ще нарасне, при влизане в действие на междусистемните газови връзки с Гърция или Турция и доставка на газ от различни източници на конкуриращи се цени.

Нека не се подминава фактът, че една конвертирана на природен газ въглищна

централа си остава все така ниско маневрена за нуждите на управление на енергийната система, особено когато е нужна за влизане в действие от студено състояние, което изисква 7-8 часа за достигане на пълен товар. От тази гледна точка новопостроените енергийни мощности трябва да са с газови турбини или комбинация от газови и парни турбини.

Ако следваме напътствията на експерти за преминаване към газов преход на въглищните централи, какво съдба ще отредим на Маришкия енергиен комплекс - нашето национално богатство и стълб на енергийната ни сигурност и независимост?

От казаното дотук следва, че българската енергетика следва да се ориентира в опазването на климата чрез възможно най-ефективно използване на наличните енергийни ресурси. Необходимо е да се използва съществуващия международен опит за чисто превръщане на въглищата в електроенергия. Но това няма как да се внедри, без технологиите за улавяне и окончателно съхранение на въглеродния двуокис, отделен от електроцентралите.

Ако ЕС трябва да постигне своите дългосрочни цели по отношение на изменението на климата, ще са необходими технологии за много по-чисто изгаряне на въглища и значително намаляване на емисиите на CO₂. В тази връзка и поради изводите на различни прогнози за удвоен обем на електроенергията, произведена от въглища до 2030 г., улавянето и съхранението на въглеродните окиси е от изключителна важност.

ГАРАНТИРАНЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ И МОЩНОСТНИЯ БАЛАНС НА СТРАНАТА В ХОРИЗОНТ 2030 - 2050 ГОДИНА

Статия на Антон Иванов, Български енергиен и минен форум

Основни стълбове на европейската политика към нисковъглеродна икономика включват широк кръг свързани области - опазване на околната среда, пазар и конкуренция, бюджет и данъци, кръгова икономика. Енергийният сектор има самостоятелно развитие на национално ниво, но следва да е хармонизиран с редица области, които имат над национални регламенти. Така от една страна държавите имат свободата да избират своя енергиен микс, но от друга, възможностите за поддържане и изграждане на мощности, които не са в съзвучие с общите политики, са твърде ограничени.

Представената презентация по актуализираната версия на Национален план енергетика и климат (НПЕК), дава известна представа за целите, които си поставя страната ни към 2030 година и след това.

Реализацията на тези цели зависи от редица фактори, които все още не са детайлизирани, включително пътя за осъществяването на нови инвестиционни намерения чрез привличане на външен ресурс, в условията на свободен енергиен пазар.

В резултат на прегледа на плана може да се заключи, че сме изправени пред три основни предизвикателства:

- Осигуряване на плавен преход до 2035 година, като запазваме максимално използването на въглища като местен ресурс;
- Реализация на проект за нова АЕЦ с два блока на пазарен принцип след 2030 година;

- Отразяване на новите по-амбициозни цели на Зелената сделка.

Цената на енергийния преход по предварителни оценки е много висока за икономика като българската и не се покрива от проектираните към момента финансови компенсаторни механизми. Съответствието с изискванията на финансовите инструменти е важна част от планирането на нови и заместващи мощности или за инфраструктура, но на първо място следва да се постави сигурността на доставките.

Изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия, дават основата, на която държавите-членки да идентифицират проблеми относно адекватността на ресурсите, наличните капацитети и възможностите за балансиране.

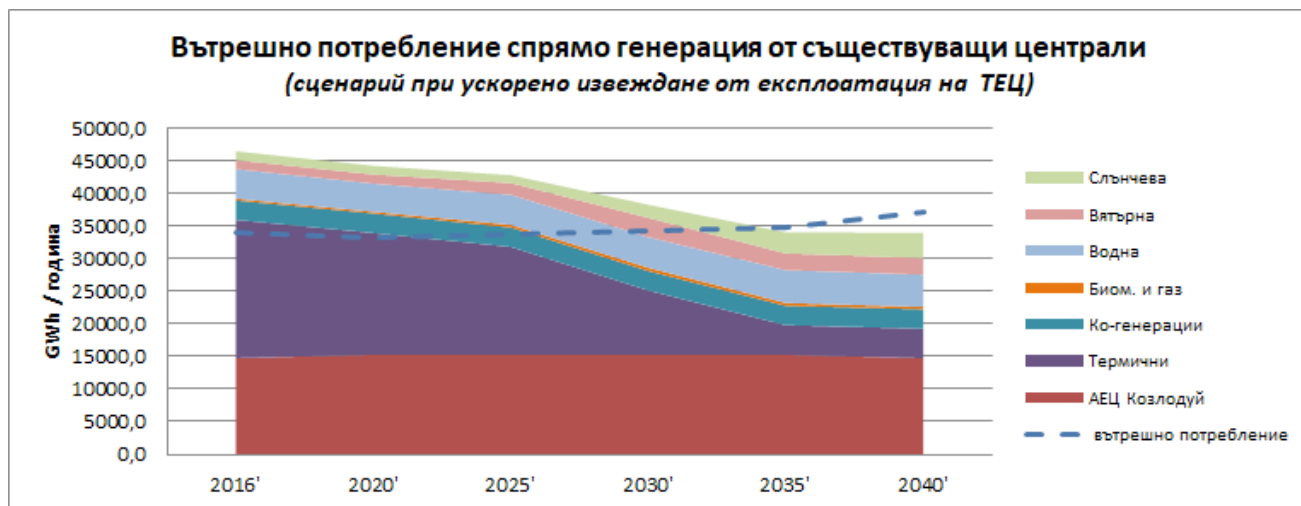
Разглежданият сценарий в НПЕК показва недостиг на капацитет към 2035 година, но при липса на адекватни мерки такъв сценарий може да възникне и скоро след 2025 година. Стратегията за действие при тези два сценария е твърде различна и нейното изясняване следва да се постигне в рамките на тази година, а не да се чака прегледът по постижението на целите през 2023 година, когато вече ще е късно за адекватна реакция.

Експертната оценка показва, че сега сценарият с възникване на недостиг на капацитет след 2025 година е по-вероятен, а заключението се основава на следните предпоставки:

- Все още се обсъждат варианти на механизъм за капацитети по отношение на въглищните централи;

- Диалогът с частните въглищни централи за тяхното развитие на пазарен принцип, към адекватен енергиен преход, чрез прилагане на нови технологии, изисква по-голяма активност;
- Научно-приложните разработки за технологии, които да водят до ограничаване емисиите на CO₂, все още не се радват на достатъчна подкрепа;
- Процесът по обединение на електроенергийните пазари все още е в начален етап, което рефлектира на ценовата динамика в отделните пазарни сегменти.

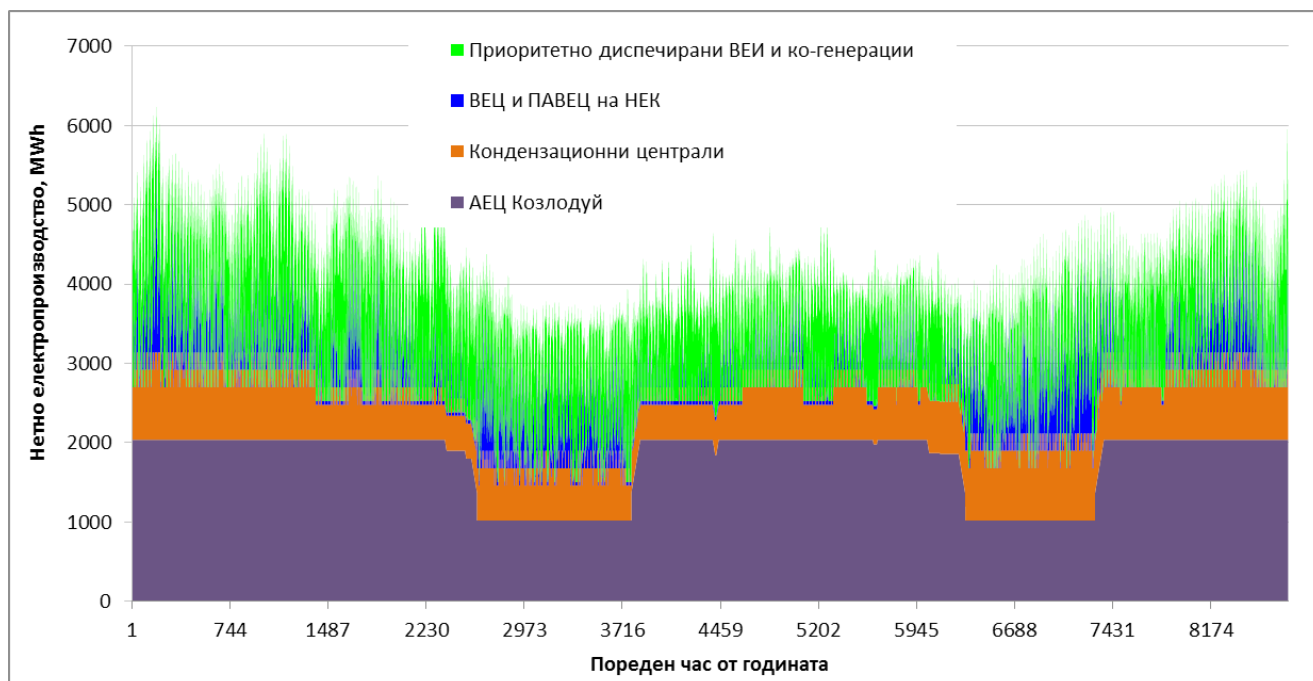
При липса на критично спешни и адекватни мерки през 2020 година, електроенергийният баланс след 2025 година не може да бъде надеждно обвързан.



Източник: Доклад на ИИИ-БАН

Анализът на база моделиране на почасовите профили и диспечирание на товарите позволява да се определи, че до 2030 година възниква нуждата от допълнителен нетен генериращ

капацитет от 1 500 MW, в това число централи, предоставящи услуги за 1 000 MW вторично регулиране и ± 100 MW първично регулиране и третичен резерв.



Източник: Доклад на ИИИ-БАН

След 2030 година необходимостта от базов товар постепенно се увеличава, както поради навлизане на нови потребители на електрическа енергия (електромобилност, 5G интернет базирани технологии и т.н.), така и поради продължаващо спиране на мощности.

За постигане на сигурност на доставките на електрическа енергия у нас в периода след 2025 година са разгледани три технологични/ресурсни групи, които имат различна база за развитие и различно въздействие върху електроенергийния баланс.

Следва да се посочи, че едно изпреварващо развитие на някои от посочените алтернативи, ще повлияе развитието на други. Поради това още веднъж трябва да се подчертае значението на политиките за държавна подкрепа, които имат потенциала да формират сектора в значителна степен.

➤ Използване на национални ресурси:

Основните енергийни източници, които понастоящем имат усвоен местен потенциал за производство на електрическа енергия и които се определят безусловно като национални ресурси, са:

- ВЕЦ - разполагаеми енергийни ресурси 500 - 1000 MW, съответстват на критериите за финансиране на устойчиви производства, но трудно преодоляват изисквания за ОВОС и им е необходима държавна подкрепа.
- Биомаса - разполагаеми енергийни ресурси 300 - 500 MW, съответстват на критериите за финансиране на устойчиви производства, но е необходимо обвързване със стратегия за горите и е необходима държавна подкрепа.
- ВЕИ (слънце и вятър) - разполагаеми енергийни ресурси 2000 - 4000 MW, съответстват на критериите за финансиране на устойчиви производства, но към големите обекти има тежки изисквания по ОВОС, поради което е по-подходящо планиране на постепенна подмяна на съществуващи обекти с по-ефективни.

Разполагаемите беземисионни национални ресурси имат висок теоретичен потенциал за задоволяване на вътрешното търсене, но изпитват значителни затруднения за доказване съответствието с изисквания за опазване на околната среда, изискват държавна подкрепа и се нуждаят от балансиращи мощности, нова инфраструктура или скъпи системи за съхранение на енергия.

У нас няма ресурс за „щедри“ бюджетни субсидии, а потенциалът за прехвърляне на разходите към крайните потребители е твърде ограничен, поради което в периода до 2030 година не се очертава значимо увеличение на дела на посочените централи.

➤ Преход към безвъглеродна базова енергетика:

Преходът към въглеродно неутрална икономика не може да се осъществи чрез скок при подмяна на енергийните източници, а системната устойчивост все още се основава на комбинацията от базови и диспечерируеми мощности, поради което стратегическите планове следва да отчитат следните алтернативи:

- Преход от въглища към газ и водород - природният газ се възприема като преходно гориво, но при радикално ограничени емисии на CO₂, т.е. централи на бинарни цикли и топлофикационни когенерации, при които к.п.д. на цикъла може да надвиши 50-60%. След 2040 година водородната енергетика постепенно ще измества централите на природен газ, което определя ограничен период за възвръщане на инвестициите в нови паро-газови централи.

Необходимостта от паро-газови централи се определя от нуждата от диспечерируеми мощности с капацитет около 1000 - 1200 MW (общо за блокове на въглища и природен газ). Най-бързо могат да се реализират планове за разполагане на нови блокове на площадки на съществуващи ТЕЦ с цел използване на наличната инфраструктура и персонал, а най-ефективен начин на работа е общо управление на въглищни блокове, със свързани рудници, и комбинирани с работата на паро-газови централи.

- АЕЦ - наличието на действаща атомна централа, развитата регулаторна рамка и необходимостта от дългосрочно управление на вече генерираните радиоактивни отпадъци правят опцията за развитие на националната ядрена програма стратегически адекватна.

➤ Решения в ръцете на потребителите:

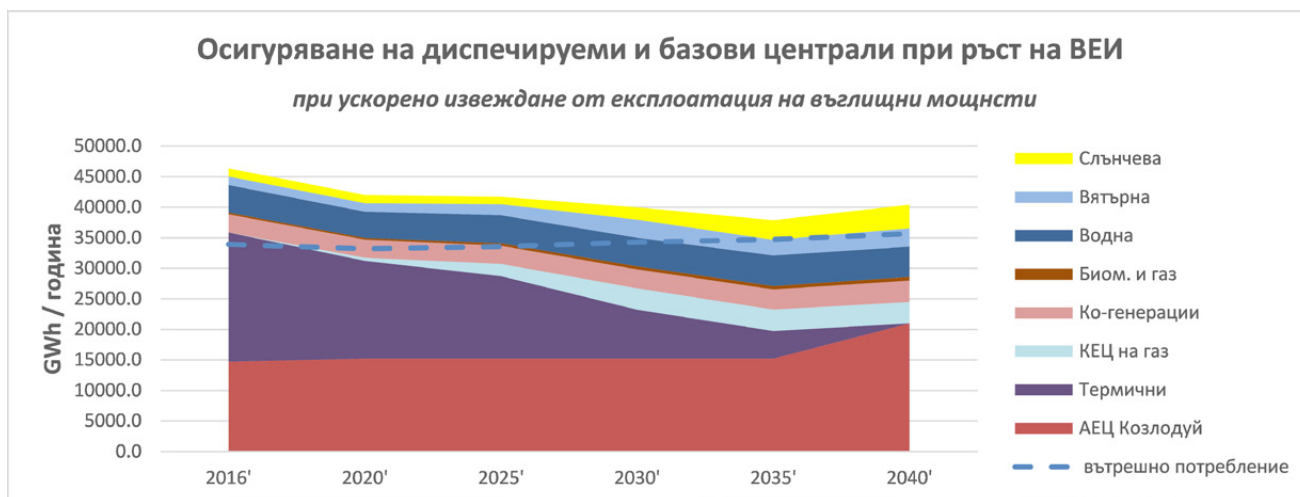
Два са факторите, които обуславят значимата роля на крайните потребители за постигане целите на нискоемисионната икономика - високият енергиен разход в сградния фонд (40%), както и естественият потенциал на индустриалните предприятия за включване на енергийната компонента в кръговата

икономика, чрез използване на отпадни материални и енергийни потоци и чрез управление на консумацията за собствени нужди. Обхватът на приложими технологични решения включва: Газификация, Сгради с нулеви емисии и Просюмери на индустриално и общинско ниво.

Потенциалът за управление на енергийните доставки при потребителите ще расте с включване на нови технологии с малка мощност. Разгръщането на този потенциал зависи силно от финансовите възможности за инвестиции при крайните потребители.

Отчитайки преките нужди от предприемане на действия за гарантиране на доставките и финансовия потенциал у нас, може да се обобщи, че стратегия за развитие на електроенергийния сектор у нас стъпва на план за развитие на енергийния сектор, основан на плавен преход и икономическа целесъобразност при ограничаване на държавната финансова интервенция.

Алтернативата за съвместна работа на енергийни блокове на въглища и на природен газ позволява оптимизация на режимите на работа в групата, намаляване на разходите за CO₂ емисии, но и обезпечаване на по-висок дял на ВЕИ в системата, без да са необходими нови разходи в инфраструктура. В периода 2025 - 2030 такава алтернатива постига конкурентни ценови нива, без да са необходими допълнителни помощи, извън разходите за студен резерв. Алтернативата може да се развие до 2025 година, като остане работоспособна до 2040 година. Към 2040 става наложително да се реши въпросът с базовите мощности у нас, като алтернативата за ядрен енергиен блок е възможно решение. Комбинацията от 32% дял на ВЕИ в производството на електрическа енергия, запазване дела на топлофикационните ТЕЦ и минимален ръст на присъединени консуматори към мрежата, позволява към 2040 година да се подготви окончателно преходът към нисковъглеродна икономика през 2050 година.



Източник: собствена оценка

ЛИТЕРАТУРА

Данни на НСИ за общ енергиен балас, 2020
The European Power Sector in 2019, Agora Energiewende/ Sandbag
Market Observatory for Energy, DG Energy, third quarter of 2019
Публикувани междинни отчети от Доклада на БАН, 2018

ХИБРИДНА ЕНЕРГЕТИКА – ЕНЕРГЕТИКАТА НА БЪДЕЩЕТО

Статия на проф. Радослав Кючуков

Концепцията за хибридна енергетика набира все по-голяма популярност сред специалисти и политици в Европа и по света. С развитието на технологиите тя е обект на редица изследвания и дискусии [1].

Енергетиката е един от отраслите на икономиката, която в последните десетилетия търпи големи промени, но въпреки това поддържа завидна стабилност, съпоставима с европейските стандарти и изисквания.

В традиционните разбирания енергетиката се разглежда от различни страни, активности и интереси, но не винаги се оценява тяхната взаимовръзка, взаимодействие и взаимозависимост. При това се пропускат или подценяват компоненти, които при дадена обстановка – политическа, икономическа, социална, екологична и друга, могат да имат значително влияние. Хибридна енергетика в националната енергийна доктрина ги извежда и подрежда в устойчива многокомпонентна система, която е в основата на енергийната, а и на националната сигурност.

Съгласно разработения модел, хибридна енергетика, с конкретизация в електроенергетиката, се изгражда като системна макрорамка, включваща следните компоненти:

- Роля на държавата в електроенергетиката
- Електронергийно нормиране и регулиране
- Енергийна матрица
- Електроенергийно структуриране
- Електроснабдяване. Общи аспекти и реализация
- Рационално използване на електрическата енергия

- Кадрово осигуряване на електроенергетиката
- Наука, технологии, иновации [2,3]
- Образование [4]
- Електронергетика 4.0
- Електроенергетиката в енергийния преход. Електроенергийна трансформация
- Електроенергетиката в системата на националната, енергийната, социалната и екологичната сигурност и на националната енергийна независимост.

Всяка от тези компоненти има относителна самостоятелност, но е елемент от верига съгласно модела на хибридна енергетика. В системната макрорамка за компонентите са специфицирани подсистемни елементи със съответно съдържание и реализация [1]. По-долу, в контекста на хибридна енергетика, се представят като конкретни примери съгласно този модел дигиталната трансформация на енергетиката, балканското електроенергийно сътрудничество, възлищната енергетика с перспектива за създаване на енергийно-индустриални технологични паркове.

ДИГИТАЛНА ТРАНСФОРМАЦИЯ И ВИРТУАЛИЗАЦИЯ. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА 4.0

„Електронергетика 4.0“ е алтернатива на конвенционалната електроенергетика. Реализира се обединяване на реалните процеси и технологии в електроенергетиката с информационните технологии. В енергийните и информационните мрежи се извършва обмен на енергия чрез обмен на информация, като енергийни и информационни потоци функционират паралелно и съгласувано.

Дигиталната трансформация предпоставя пренасянето на енергетиката във виртуалното пространство. Виртуализацията на енергийните обекти и дейности се извършва в следните елементи:

Виртуална електрическа централа

Виртуалната електрическа централа представлява виртуален енергиен комплекс, който не е прост механичен сбор от реални физически централи. Реализира се енергийно и информационно съгласувано производство на електрическа енергия: от различни по вид, местоположение, разполагаема мощност и готовност централи; с необходимото количество и качество при рационален мощностен, енергиен и икономически микс; с гъвкаво балансиране на производството от базовите мощности при динамиката на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ), които се влияят от променливите природни условия; с участие в местен, регионален, национален и междусистемен обмен на енергия; с рационално резервиране както при нормални условия, така при извънредни ситуации и с още много преимущества.

Виртуален електропотребител

Виртуалният електропотребител обхваща енергийно и информационно свързани реални потребители със съответни мощност, консумация на енергия, режим на работа и изисквания за качество на електроснабдяването, които натоварват съгласувано, икономично и безопасно електроенергийната система. При това положение те могат да работят според моментното състояние - когато има излишък на енергия, когато се изисква от режима им на работа и при извънредни ситуации.

Виртуалният потребител и отделни балансиращи групи от реални потребители със собствени централи с предназначение за самозадоволяване, при необходимост и възможност могат съгласувано да обменят енергия със системата.

Виртуалният потребител може да функционира чрез управляемо акумулиране на енергия. Така например електромобилите могат съгласувано да се зареждат в част или изцяло във времето на малко натоварване на енергийната система, а практически да използват акумулираната от тях енергия през периода на голямо (в т.ч. върхово) натоварване на системата, включително даже да изнесат енергия в енергийната система.

Външното изкуствено осветление, което работи през тъмната част от денонощието също може да е елемент на виртуален потребител.

При наличие на самозадоволяване на базата на възобновяем енергиен източник и на акумулиране, то може да обменя енергия с електроенергийната система или с други потребители, в системата на виртуалния потребител.

Целесъобразно е приложението на т. нар. виртуални системи за измерване на електрическата енергия, които организират информацията за потребители с различно местоположение, предназначение, режим на работа, обмен на енергия и други.

Виртуален диспечер

Виртуалният диспечер съгласува енергийния и информационния обмен. Той управлява баланса „производство & потребление“ в реално време (между виртуални централи и потребители), натоварването на елементите на електроенергийната система, непрекъснатостта на електроснабдяването, качеството на електрическата енергия; резервирането, ремонтните дейности и действията при извънредни ситуации (аварии, бедствия, тероризъм, кибератаки и други). Чрез него се реализира надежден и икономичен местен, регионален, национален и междусистемен обмен на енергия.

Добра база за дигитализацията са интернет-базирането и бъдещата 5G технология. Реализират се т. нар. интелигентни мрежи (Smart Grid) и енергетика на умните градове (Smart City).

В енергийния „Интернет на нещата - IoT“, управлението на потребителите става чрез Интернет, в съответствие с много фактори:

- състояние на околната среда (както според динамиката на атмосферните условия, така и според въздействието върху околната среда);
- състоянието на сградите, битовите, индустриалните и други енергопотребяващи устройства;
- обективната оценка на енергийните нужди;
- енергийната култура в потребителите;
- безопасност;
- системност;
- индивидуализация и персонализация и др.

Балкански електроенергиен пул

В последните години се задълбочава взаимноизгодното балканско сътрудничество в политиката, културата, икономиката, енергетиката. В енергетиката това сътрудничество може да намери развитие в

инициирането и реализирането на Балкански електроенергиен пул (Балкански енергиен съюз в контекста на Европейския енергиен съюз). Целта е да се осигури устойчиво енергийно развитие и енергийна сигурност на балканските страни в бъдеще.

Основните дейности на Балканския електроенергиен пул ще обхващат:

- обща регионална енергийна координация, общо енергийно планиране, съгласувана нормативна уредба;
- структуриране и разпределение на: електропроизводствените и електропреносните мощности; газопреносната и газоразпределителната мрежа, вкл. на хранилища; други енергийни източници, обекти и дейности;
- съгласуване на действията в областта на въглищната енергетика с приложение на високи технологии с ограничаване на емисиите и с изграждане на съвместни енергийно-индустриални технологични паркове;
- съгласуване на цените при обмяна на енергия и енергийни ресурси;
- координация на действията при извънредни ситуации (аварии, бедствия, тероризъм, кибератаки, други);
- реализиране на съвместни енергийни проекти, изискващи значителни инвестиции: АЕЦ; ВЕЦ на големи реки; междусистемни връзки (електрически, газови, петролни и др., вкл. реверсивни); други. Проектите следва да обхващат както базови мощности, така и на други мощности: динамични; допълващи; заместващи - на излизащи от експлоатация; компенсаторни; аварийни;
- балансиране на производството на енергия от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) в съответствие с различните климатични условия в балканските страни;
- общо енергийно резервиране и междусистемен обмен на електрическа енергия с други енергийни системи. Резервирането следва да се реализира с адекватни форми, вкл. и със специфични форми на неявно енергийно резервиране, на базата на оценка на риска - с поддържането на: технологични резерви от неенергийни ресурси; осигуряване на заместващи енергоносители при прекъсване на снабдяването от основен енергоносител;
- съвместно структуриране на виртуални централи и потребители, на балансиращи групи и други;
- реализация на общи проекти за енергийно спестяване и за енергийно осигуряване на електромобилната революция;
- създаване на Балкански енергиен квалификационен център, в който да се подготвят енергийни специалисти по единни професионални и образователни стандарти;
- създаване на Балкански енергиен виртуален университет с дистанционна форма на обучение, в който да се формират интернационални преподавателски екипи с елитни световно признати преподаватели;
- създаване в рамките на съвместната енергийна дейност на Балкански енергиен застрахователен пул за застраховане на всички събития, свързани с енергетиката, в т.ч. катастрофични.
- други дейности.

България има много добре развита енергетика, като нейната геостратегическа енергийна позиция създава условия за транзитиране и разпределение на енергийни потоци и за енергийна логистика. Балканският електроенергиен пул следва да изгради реално и виртуално Балканско електроенергийно диспечерство, с логично базиране в България.

Въглищната електроенергетика. Енергийно-индустриални паркове в България

В едно от направленията за изпълнение на дългосрочните цели на енергийната политика на Европейския съюз, Стратегията на Енергийния съюз планира действия за декарбонизация на икономиката. В същото време, наред с декарбонизацията, се предвиждат и действия за: сигурност на енергийните доставки, солидарност и доверие; вътрешен енергиен пазар; енергийна ефективност, като средство за ограничаване на търсенето на енергия; научни изследвания, иновации, конкурентоспособност. Представеният през декември 2019 г. от председателя на Европейската комисия Урсула фон дер Лайен Европейски зелен пакт предвижда нова стратегия – „За растеж, който дава повече от това, което отнема“. Така до 2050 г. Европа трябва да стане първият неутрален по отношение на климата континент в света. Зеленият пакт е приет от 26 държави членки на Европейския съюз, с изключение на Полша.

Безусловна и стабилна е тенденцията за ограничаване на производството на електрическа енергия, базирано на изкопаеми горива. Развитите държави следват твърда политика в това отношение. Така например, Германия и Испания ускорено извеждат въглищни мощности. Германия планира до 2038 г. постепенно закриване на около 100 въглищни централи с обезщетение около 4,3 милиарда евро и увеличаване на относителния дял на електрическата енергия от възобновяеми източници до 60 %. Подобна е и енергийната политика на Великобритания и Нидерландия, които реализират ограничения в ускорени срокове. Великобритания предвижда преустановяване на въглищната енергетика до 2025 г., а Швеция планира пълна въглеродна неутралност до 2045 г. Полша, която е със силно зависима икономика от въглищата, към момента ще получи отстъпка за по-плавен преход към т. нар. „Зелен пакт“ на Европейския съюз.

Счита се, че към 2024 г. относителният дял на въглищната енергетика в света ще бъде около 24 % (при актуалното му състояние от около 38 %). Това ще се осъществи, като делът на въглищната енергетика ще нараства с най-много 1 % на година. САЩ, като производители на евтин газ и развиващи възобновяемата енергетика, активно редуцират производството на енергия от въглища. Китай е водещ производител на енергия от въглища, като бурното му икономическо и технологично развитие и повишаването на качеството на живота за момента не му позволява редуциране на въглищната енергетика. В Азия през 1990 г. относителният дял на енергията, произведена от въглища, е бил около 20 %, а през 2019 година – до около 80 %. Това се обяснява с факта, че въглищата са евтин и достъпен местен източник, който при това осигурява на азиатските държави енергийна независимост в условията на бързо развиващите им се икономики.

Инсталираната мощност на въглищните централи в България към 2020 г. е 5519 MW (в т.ч. 4203 MW на лигнитни въглища; 1316 MW на черни и кафяви въглища). Около 41 % от електрическата енергия в страната се произвежда от въглища, като в това отношение страната е измежду водещите държави (в топ 5) в Европейския съюз. Предвид успешното включване на България в газови проекти, въглищните централи могат да преминат на природен газ, като промяната на енергийната база ще позволи те да продължат да работят и след 2021 г. За реализиране на енергийния преход, през следващите 7 години България ще получи от Европейския съюз субсидия от 2 милиарда евро - за реализиране на нисковъглеродни технологии при модернизация на въглищните централи, за

затворени централи и мини и за социални мерки от реструктуриране на въгледобива. Тази сума е съобразена с въглеродната интензивност на икономиката, социалните последици от прехода и от капацитета за усвояване на средствата. Счита се, че това финансиране ще може да осигури справедлив и изпълним преход. Реализацията се предвижда да стане в изпълнение на национален план и програма „Въглищни региони в преход“.

Планира се постепенно закриване на въглищни централи, като активните действия да са през периода от 2025 до 2030 година. Към 2040 година се предвижда приключване в основни линии на процеса на реализиране на „Зеления пакт“ във въглищната енергетика в България. Българската позиция застъпва необходимостта от отчитане на националните интереси при формиране на енергийния микс и при извършването на справедлив енергиен, икономически и социален преход. Акцентира се на мястото на ядрената енергетика в енергийния микс и като средство срещу ограничаване на парниковите газове, доставките на природен газ. На ядрената енергетика, като алтернатива на въглищната енергетика, се противопоставят Австрия, Люксембург и Германия. В същото време България, Франция, Великобритания, Полша, Чехия, Унгария, Словакия, Румъния и Словения приемат, че ядрената енергетика е средство за постигане на въглеродна неутралност, като Полша, Чехия и Унгария искат икономическа подкрепа на ядрената енергетика.

Реиндустриализацията на страната стартира дейности по изграждане на индустриални зони и паркове от различен тип, някои от които са на съвсем нови места. В процес на създаване са и научно-технологични паркове. Съществуващите електроенергийни комплекси имат значителен потенциал, който за момента се използва непълно. При самото си създаване, а след това и по време на досегашната експлоатацията, те са се оформили на практика като затворени системи. Наред с основната дейност – производство на електрическа енергия те оперират със сравнително ограничена номенклатура от други дейности.

В районите, в които са разположени основните електроенергийни комплекси в страната, има изградена значителна инфраструктура – мини, пътища, железопътни линии, подстанции, електропроводни линии, комуникационни системи, други специфични обекти и системи. Някои от тези комплекси са развити на базата на наличния собствен въгледобив. Ремонтните бази, сами по себе си, са високотехнологични центрове с много широк обхват от дейности: машиностроене, електропромишленост, авто-

матика, електроника, други. Разполага се с висококвалифицирани кадри със специфична квалификация, за които са осигурени битови условия. Такива са например АЕЦ „Козлодуй“, предприятията от комплекса „Марица изток“ и други. Развити са електромонтажни, електроремонтни и строителни дейности на високо ниво. Има и съпътстващи производства (като например на брикети).

Като перспективно решение е създаването на Енергийно-индустриален технологичен парк „Марица-изток“, разположен на територията на съществуващия енергиен комплекс „Марица-изток“. Запазването на основната дейност - производство на електрическа енергия на базата на собственото минно ресурсно осигуряване - следва да се постигне с ефективни мерки за ограничаване на вредните емисии при доказана икономическа и екологична логика. Европейското финансиране е целесъобразно да се ориентира и към електропроизводството с природен газ, на базата на успешно реализирани национални газови проекти (доставки по газопроводи и на втечен газ) и на евентуално открити газови находища в страната. Необходимото изграждане на ядрени и други мощности, в т.ч. на такива на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ), не може да е мотив за неконтролиран отказ от възглищната енергетика. Реалните централи, при наличната електроенергийна изграденост на територията на комплекса, могат да инициират създаването на национален модел на виртуална електрическа централа. Бъдещият Енергийно-индустриален технологичен парк „Марица-изток“ има потенциал за развитие на дейности, които ще го отворят още повече към националната енергетика и икономика, като например:

- Изграждане на фотоволтаични централи на неподлежащи на рекултивиране площи.
- Високотехнологични индустриални производства по световни стандарти и с привличане на водещи световни производители (напр. на фотоволтаични панели, батерии, термopомпени агрегати, електротранспортни средства, енергийно и минно оборудване, технически средства за дигитална трансформация на енергетиката.
- Провеждане на научноизследователски дейности и реализиране на иновативни технически и технологични решения.
- Съвместно изграждане с висши училища от страната на центрове за обучение, квалификация и преквалификация на кадри за икономиката, в т.ч. за енергетиката.

- Извършване на земеделска дейност на рекултивирани площи.
- Оранжерийно производство на базата на отпадната топлина и на налични свободни сгради и площи.
- Други специфични дейности.

Държавата и общините в района са в състояние да създадат стимулиращи условия за частни инвестиции и за публично-частно партньорство. Запазването и дори увеличаването на работните места с кадри в областта на високите технологии ще има общ положителен ефект.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устойчивото средносрочно и дългосрочно електроенергийно развитие на страната трябва да се реализира с национална енергийна доктрина, основана на хибридната енергетика.

„Електронергетика 4.0“ е алтернатива на конвенционалната електроенергетика, с пренасяне на електроенергийните обекти и дейности във виртуалното пространство.

България следва да защитава националните си интереси и да реализира справедлив енергиен, икономически, екологичен и социален преход. В този преход електроенергетиката, в т.ч. възглищната енергетика, има перспектива в създаването на енергийно-индустриални технологични паркове.

България има потенциал, геостратегическа позиция, както и електронергийно лидерство в Балканския регион.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Кючуков, Р. Хибридната енергетика в националната енергийна доктрина. Списание „Енергиен форум“, 2019, № 33/34, ISSN 1313-2962.
- [2] Бончев, Б. Актуална проблематика на българската енергетика. Енергиен форум 2018. Семинар „Предизвикателства към българската енергетика – съвременни енергийни технологии“. Сборник. НТС на енергетиците в България (ISSN 2367-6728).
- [3] Василев, Х. Енергиен сценарий 2050. Енергиен форум 2018. Семинар „Предизвикателства към българската енергетика – съвременни енергийни технологии“. Сборник. НТС на енергетиците в България (ISSN 2367-6728).
- [4] Кючуков, Р. Електроенергийното образование в България – с поглед към бъдещето. Списание „Енергиен форум“, 2017, № 17/18, ISSN 1313-2962.

НОВИ ТЕХНОЛОГИИ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ НА ТЕЦ

Статия на проф. д-р Илия Илиев, доц. д-р Ангел Терзиев,

проф. д-р Андрей Кибарин, доц. д-р Мадина Алиярова, ст. преп. инж. Гульнара Садуакасова

В рамките на програмата „Енергия на Бъдещето“ (Power the future) [1,2], финансирана от USAID за страните от централна Азия, бяха извършени енергийни обследвания на три топлофикационни централи в Алмати, Казахстан. Резултатите от тази работа са представени в доклад „Оценка на възможностите за подобряване на енергийната ефективност на ТЕЦ-1, ТЕЦ-2 и ТЕЦ-3 в Алмати, Казахстан“ [3], който включва 26 енергоспестяващи мерки за подобряване на енергийната ефективност.

По предложение на АлЭС (Алматински електрически централи) беше изготвен бизнес план за девет от мерките за енергийна ефективност, който, въз основа на предварителните технико-икономически анализи, се характеризира с бърза възвръщаемост на инвестициите (с изключение на реконструкцията на турбина ПТ-80) [4]. Тези дейности включват следните мерки:

- Реконструкция на багерните помпи и системата за сгуроотделяне (ТЕЦ-1);
- Монтаж на допълнителни економазери-утилизатори зад котли ВКЗ-160 КА № 12 и КА № 13 (ТЕЦ-1);
- Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития (ТЕЦ-1);
- Подобряване на система за водоподготовка на техническата вода с цел предотвратяването на отлагания върху нагревните повърхности и върху повърхностите на охладителните кули (ТЕЦ-2);

- Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития (ТЕЦ-2);
- Реконструкция на парна турбина ПТ-80-130/13 (ТЕЦ-2);
- Капитален ремонт на охладителна кула №5 (ТЕЦ-3);
- Подмяна на уплътненията на парните турбини при провеждането на капиталните ремонти с усъвършенствани конструкции на уплътнения с клетъчна повърхност (ТЕЦ-3);
- Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития (ТЕЦ-3).

Представените енергоефективни мерки, предложени за финансиране и изпълнение, могат да намалят годишното потребление на трите топлофикационни централи, както следва [2]:

- Електрическа енергия с повече от 6 595 MWh;
- Топлинна енергия с 13 695 Gcal;
- Природен газ с 2 052 хиляди m³;
- Въглища с 76 959 тона.

Освен това предложените мерки ще позволят допълнително производство на електроенергия с повече от 204 517 MWh годишно и намаляват консумацията на вода с 380 320 m³, (Таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. ИКОНОМИЯ НА ЕНЕРГИЯ, ГОРИВО И ВОДА И УВЕЛИЧЕНИЕ НА ПРОИЗВЕДЕНАТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ (В НАТУРАЛНИ ЕДИНИЦИ)

Енергоспестяваща мярка	Пряка икономия			Икономия на гориво за сметка на икономия на топлина	Увеличение на произведената ел. енергия	Икономия на вода
	Електро-енергия	Топлина	Гориво			
	MWh/год	Gcal/год	t/год	хил. m ³ /год	MWh/год	m ³ /год
Реконструкция на багерните помпи и системата за сгуроотделяне (ТЕЦ-1)	3 289,8	-	-	-	-	100 000
Монтаж на допълнителни економайзери-утилизатори за котли БКЗ-160 КА № 12 и КА № 13 (ТЕЦ-1)	-72,6	13 695	-	2 052	-1 683	-
Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития (ТЕЦ-1);	22,6	-	-	-	-	-
Подобряване на система за водоподготовка на техническата вода с цел предотвратяването на отлагания върху нагревните повърхности и върху повърхностите на охладителните кули (ТЕЦ-2);	-43,8	-	32 350	-	-	-
Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития (ТЕЦ-2)	353	-	-	-	-	-
Реконструкция на парна турбина ПТ-80-130/13 (ТЕЦ-2)	-	-	29 667	-	91 000	-
Капитален ремонт на охладителна кула № 5 (ТЕЦ-3)	2 903	-	2 586	-	115 200	280 320
Подмяна на уплътненията на парните турбини при провеждането на капиталните ремонти с усъвършенствани конструкции на уплътнения с клетъчна повърхност (ТЕЦ-3);	-	-	12 356	-	-	-
Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития (ТЕЦ-3)	143,3	-	-	-	-	-
Общо	6 595,3	13 695	76 959	2 052	204 517	380 320

Сумарният годишен икономически ефект от реализацията на деветте предложени мерки за енергийна ефективност се оценява на 1 777 000 000 тенге¹ (4 185 805 евро).

Общите капиталови разходи за изпълнението на предлагания инвестиционен портфейл, като се вземат предвид разходите за проектиране и непредвидени разходи, получени въз основа на данните, предоставени от АЛЭС, както и търговските оферти на потенциални доставчици

и изпълнители, са 7 988 000 000 тенге (18 816 102 евро).

Прогнозните срокове за изплащане на предложените енергоспестяващи мерки са:

- Четири от мерките имат срок на откупуване от 1 година или по-малко;
- Три от мерките се изплащат за период от 2,17 до 2,61 години;

¹ Тенге - Национална парична единица в Казахстан. 1 Евро=424,5 тенге

- Една от мерките се изплаща за 4 години;
- Реконструкцията на парната турбина ПТ-80-130/13 се изплаща за 7,87 години.

Реализацията на целия инвестиционен портфейл се изплаща за 4,49 години.

Една от мерките (възстановяване на помпи с хидрофобни покрития) ще бъде реализирана

в трите топлофикационни централи и след показване на добри резултати ще се мултиплицира за всички помпи в централите.

Ето защо само за тази мярка е направен подробен технико-икономически анализ с оглед запознаването на енергийното общество с мярката и нейното прилагане в родната енергетика.

АНАЛИЗ НА СЪЩЕСТВУВАЩОТО ПОЛОЖЕНИЕ

Значителна роля в надеждното снабдяване с топлинна и електрическа енергия към потребителите играе стабилната и високоефективна работа на спомагателното оборудване на ТЕЦ, в т.ч. помпени агрегати, които са неизменна част от оборудването. Според различни оценки до 10% от генерираната електроенергия се изразходва за задвижването на помпените агрегати в ТЕЦ-овете. Следователно въпросите, свързани с повишаването на ефективността на работа на помпите са много актуални и изискват по-голямо внимание както от проектантските, така и от организациите, занимаващи се с експлоатацията на помпите.

Една от основните характеристики, свързана пряко с енергийната ефективност на центробежната помпа, е коефициентът на полезно действие (КПД). Коефициентът на полезно действие е характеристика на ефективността на системата при преобразуване на енергия при различни режими на работа на помпата и определя икономическата целесъобразност за нейната експлоатация при промяна на други работни параметри (налягане, разход, мощност). При нормални експлоатационни условия на дадена центробежна помпа е налице процес на ерозивно износване на работните колела и корпуса на помпата, в резултат на което възникват корозионни повреди - пори, дълбоки

язви. Всички тези повреди водят до понижаване на КПД на помпата и до увеличаване на консумацията на енергия.

Помпените агрегати в турбинния цех на ТЕЦ-1 притежават значителни възможности за оптимизация, като при това помпите за подхранваща вода консумират годишно повече от 800 MWh електроенергия. Въпреки обстоятелството, че те работят с чиста вода, в процеса на работа и в резултат на корозията и ерозията се получава износване на повърхностите на помпите и тяхната ефективност се понижава.

В ТЕЦ-1 са инсталирани две групи помпи за подхранваща вода, всяка от които се състои от три помпи тип 300Д90 с разход 1260 m³/h. В постоянна експлоатация е само едната група, докато втората е в резерв. Поради промяната в работния режим на ТЕЦ, към настоящия момент в посочената групата работи само една помпа с разход 800-900 m³/h.

Помпите са въведени в експлоатация през 1978 г., като по време на експлоатационния период са провеждани планови и основни ремонти дейности. Въпреки това посочените дейности не са в състояние да възстановят първоначалната ефективност, като се наблюдава постепенно понижаване на производителността и КПД на помпите.

ОПИСАНИЕ НА ПРЕДЛАГАНАТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНА МЯРКА

Загубите на енергия в центробежните помпи възникват вследствие на действието на много фактори, които могат да бъдат разделени на три вида: хидравлични, обемни и механични. Както показват проучванията, обикновено хидравличната компонента на КПД за различните типоразмери на помпите е в границите от 80-90%.

Един от методите за повишаване на ефективността на центробежните помпи е намаляването на хидравличните загуби чрез хидрофобизиране на работните повърхности. Многобройни експерименти показват, че намаляването на грапавостта на проточната част на помпите позволява увеличаване на КПД на помпата с 2-6%.

Същността на хидрофобизацията се състои в нанасянето на специални полимерни материали върху повърхността на проточната част на помпата, която предварително се почиства чрез бластиране или с пясъкоструйка, след което се нанася слой от полимерен материал. Ако помпата е била дълго в експлоатация и има различни видове повреди по повърхностните части на проточната част, с помощта на такива материали те могат лесно да бъдат отстранени. Нанесеното покритие се обработва, за да се постигнат необходимите повърхностни параметри и геометрията на канала, работното колело и др.

Анализът на експлоатационните характеристики на известни полимерни покрития показва, че те имат добра адхезия към въглеродни и неръждаеми стомани и други структурни метали, висока устойчивост на абразивно износване (както при сухи, така и при влажни условия) и устойчивост на кавитация. Покритията запазват работните си характеристики при температури до 180 °С. Отличната устойчивост на покритието към вода, водни разтвори на различни соли, органични среди и алкални разтвори определя прилагането на технологията като перспективно направление в повишаването на енергийната ефективност на помпите.

Полимерните покрития, използвани за повишаване на КПД на помпите след полимеризация, имат гладки повърхности, хидрофобни са, с ниска повърхностна енергия и с пълнители, които повишават устойчивостта срещу абразивно износване. Те образуват ултра гладко покритие, което намалява дебелината на граничния слой, респ. понижава загубите от триене, което води до повишаване на хидравличния КПД.

„Гладкостта“ на повърхността на този тип покритие е 10 пъти по-висока от тази на полирана неръждаема стомана. Нейната хидрофобна природа създава условия течността просто „да се плъзга“ по повърхността и благодарение на смазващите материали, присъстващи в състава на покритието и устойчиви на абразивно

износване пълнители, свежда до минимум абразивното износване на помпата.

Много производители на помпи днес използват хидрофобни покрития, за да увеличат КПД на помпата.

ИЗПОЛЗВАНЕ НА ПОКРИТИЕТО CERAM ST ЗА ПОДОБРЯВАНЕ НА КПД НА ПОМПИ

Повърхностите на помпите и работните колела, върху които се нанася високоефективното двукомпонентно покритие „Ceram ST“, значително увеличават експлоатационния живот на помпите. В допълнение, поради малката грапавост на покритието, КПД на помпите се увеличава с около 2 %, което може да намали значително разходите за електроенергия и общите разходи по време на жизнения цикъл на продукта. За помпи, работещи в системата на водоснабдяване и топлоснабдяване, разходите за електроенергия са около 84 % от стойността на целия им жизнен цикъл. Следователно намаляването на тези разходи влияе съществено върху общата икономичност на водоснабдяването. Покритието Ceram ST е специално предназначено за използване в тесни улеи и има клас на допуск KTW (употреба при контакт с питейна вода). Покритието се нанася върху ръбовете и вътрешния контур на работното колело, както и към вътрешната повърхност на направляващия корпус, като по този начин се осигурява допълнителна защита срещу замърсяване с железни окиси.

Частите, които са покрити със Ceram ST, са по-устойчиви на износване, което допълнително намалява експлоатационните разходи за текущи ремонтни дейности и поддръжка. Покритието на Ceram ST може да се нанася и повторно. В резултат от използването на покритието Ceram ST на повърхността на помпа Wilo-EMU KM 1301, е постигнато увеличение на КПД с 3,5 %, което е понижало електрическата мощност на помпата до 14 kW, (Таблица 2).

ТАБЛИЦА 2. ВЛИЯНИЕ НА ПОКРИТИЕТО CERAM ST НА РАБОТНИТЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА ПОМПАТА [10]

Изделие/тип	WILO-EMU KM 1301 (тристепенна) в кладенец без покритие	WILO-EMU KM 1301 (тристепенна) с покритие CERAM ST
Разход, l/s	140	140
Напор, m H ₂ O	141	141
Мощност, kW	281	267
Общ КПД, %	Помпа в експлоатация: 69,0 (нова помпа: 70,7)	72,5

ПОЛИМЕРЕН МАТЕРИАЛ „SUPERMETALGLIDE“ [7]

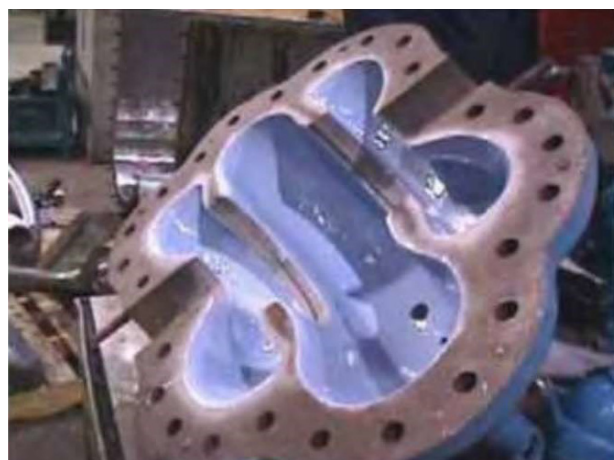
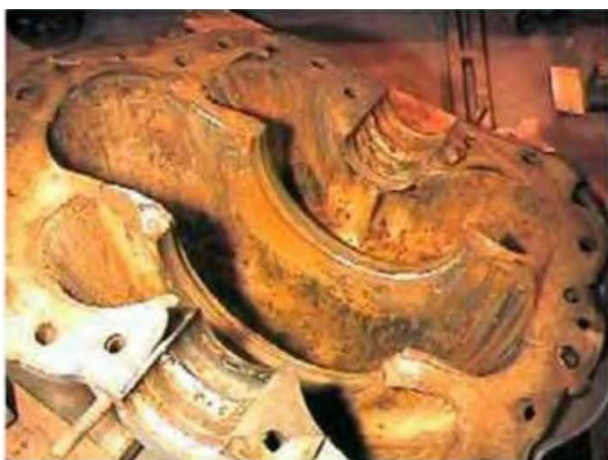
Фирмата „BELZONA“ използва технология за нанасяне на композитен полимерен материал „Supermetalgilde“ [6]. По време на капиталните ремонти се провеждат следните технологични операции:

- Почистване на проточната част на помпата с пясъкоструйка;
- Възстановяване на повредените през експлоатационния период части на помпата, повърхностите на проточната част

(корозия, ерозия, кавитация) с използване на полимерни материали;

- Покриване на възстановените повърхности на проточната част с композитен полимерен материал на фирмата „BELZONA“.

Продължителността на пълната полимеризация с материала „Supermetalgilde“ след подготовката при температура 20 °C е 24 часа. На **фиг.1** е показана помпа преди и след нанасянето на покритието.



Фиг. 1

Снимки на проточната част на помпа преди и след ремонта с нанесено полимерно покритие на фирмата „BELZONA“

Проведените изпитания на помпа в Националната инженерна лаборатория показаха следните резултати:

- Потребената мощност на помпата преди реконструкцията 75,7 kW;
- С използването на покритието „BELZONA® 1341 (Supermetalgilde)“ максималният КПД е повишен с 6 %, което е понижило работната мощност на помпата с 5,1 kW.
- При очакван работен цикъл на помпата 5000 часа/год., икономията на електрическа енергия за периода е 25 400 kWh.

Работата, извършена в ремонтния цех на едно от предприятията на Лукойл ООД

„КАРПАТНЕФТЕХИМ“, показва високата ефективност на материалите на фирма „BELZONA“. Средното увеличение на КПД на помпата след ремонт е 3-4%.

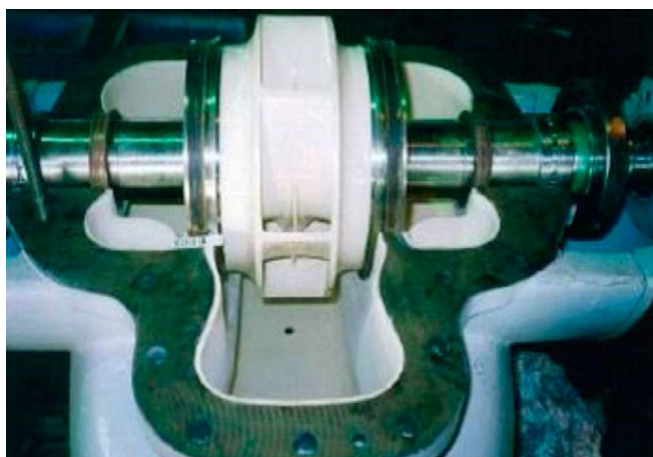
Използването на полимерни покрития за повишаване на ефективността и надеждността на центробежните помпи за нефтопродукти беше изследвано на експериментален стенд в Руския държавен университет за нефт и газ „И. М. Губкин“. Експериментите показаха повишаване на КПД на помпата ЦНС-180 с 6-8 %. Експериментите показаха и увеличаване на ресурса на помпата от два до три пъти при изпомпване на силно минерализирани отпадни води, съдържащи сероводород с твърди механични примеси и скорост на течението до 25-30 m/s.

СИСТЕМА ЗА ПОВИШАВАНЕ НА КПД НА ПОМПИ „CORROCOAT“ [8]

ТОО „Коррокоут Каспиан“ е компания, произвеждаща високотехнологични покрития в Казахстан. Произвежданата продукция се базира на последните научни разработки на английската компания „Corrocoat“. За да придадат структурна здравина и да създадат антикорозионна бариера в покритията, се

използват пълнители от микронизирани стъклени люспи.

На **фиг. 2** са представени работните колела и проточните части на центробежните помпи, възстановени по тази технология.



Фиг. 2

Общ вид възстановена проточна част на центробежна помпа

Предимства на покритията „Corrocoat“:

- отлична устойчивост на високи и ниски температури;
- изключителна устойчивост на химически агресивни среди с високо съдържание на H_2S , CO_2 , метан, алкални среди, киселини и др.;
- отлични адхезионни свойства;
- защитата срещу проникване на мокри пари (основната причина за корозия) е 40 пъти по-висока от тази на полиуретановите покрития и 50 пъти по-висока от тази на епоксидните покрития;
- висока устойчивост на абразивни разрушения, устойчивост на външни механични натоварвания и катодни разрушения;

- висока якост на опън;
- много ниско съдържание на летливи компоненти.

Проведените тестове върху помпите след нанасяне на покрития от «Corrocoat», показват повишаване на КПД на помпите с до 10 %, намаляване на консумацията на електроенергия с 6-10 %. За помпа, работеща в експлоатационен режим (219 kW работна мощност), е установено, че след нанасяне на покрития от «Corrocoat», нейният КПД е повишен до 80,52 % или повишение на КПД с 13,5 %, като същевременно се намалява консумацията на енергия в работната точка с 24 kW. За помпа с мощност 810 kW беше постигнато понижение на консумираната мощност с 59 kW или увеличение на КПД с 6,4 % (Таблица 3) [11].

**ТАБЛИЦА 3. ВЛИЯНИЕ НА ПОКРИТИЕТО „CORROCOAT“
ВЪРХУ ПОКАЗАТЕЛИТЕ НА РАБОТА НА ПОМПИТЕ**

Параметри	Базови показатели	Показатели преди нанасяне на покритието	Показатели след нанасяне на покритието
Разход, m^3/h	3 750	3 709	3 709
Налягане (напор), $m H_2O$	66,1	63,4	65,4
Мощност на помпата, kW	810	800	741
Ефективност на помпата (КПД), %	83,34	80,00	86,43

АНТИКОРОЗИОННО ПОКРИТИЕ "МЕТАКОР®-РОКОР®" [9]

Особеност на материалите и технологията на НПО „РОКОР®“ е възможността за създаване на покрития с градиентна структура и подобряване на технологичните свойства на оборудването. Оригиналните грундове и покрития от серията МЕТАКОР®-РОКОР® успешно се използват за защита на оборудване, различни дизайни и механизми от практически всички видове агресивни среди, което се дължи на:

- висока химическа устойчивост на киселини, основи, соли и други агресивни среди;
- висока топлопроводимост, сравнима с металите, „ROCOR®-TT“ материали, което в комбинация с химическа и радиационна устойчивост ги прави незаменими при ремонти на топлообменни апарати;
- гладкостта на покритията, нанесени върху корпуса на вакуумните изпарители и предотвратяващи залепването в работната среда;
- уникални хигиенни свойства на материалите (има санитарни сертификати, указващи възможността за използването им при постоянен контакт с питейна вода при температури до 100 °C);
- висока устойчивост в нефтена и газова среда.

Важно е да се отбележи, че:

- Прилагането на полимерни покрития обикновено не изисква използването на специализирано скъпо оборудване.
- Не е необходимо да се транспортира помпено оборудване на дълги разстояния, за да се нанесе покритието, тъй като може да се извърши директно на мястото на работа или на ремонтната площадка на помпата.
- Свойствата на специалните полимерни материали също така улесняват използването им за ремонт и възстановяване на работни тела на помпени агрегати, които преди това са били в експлоатация, което впоследствие води не просто до възстановяването на работните характеристики, но и до тяхното подобрене.
- Компонентите на помпените агрегати, обработени с помощта на специални полимерни материали, придобиват повишена устойчивост на корозия, ерозия и кавитация; чрез прилагане на несложни процедури може да се постигне високо ниво на чистота и малка грапавост на повърхностите; обработваната повърхност запазва дълго време своите характеристики, дори при неблагоприятни условия.

ОЦЕНКА НА ИКОНОМИИТЕ НА ГОРИВНО-ЕНЕРГИЙНИ РЕСУРСИ

Тази мярка за подобряване на енергийната ефективност включва нанасянето на специално полимерно хидрофобно покритие върху работните колела и повърхността на корпуса при провеждането на основен ремонт на помпите, което ще доведе до увеличаване на работния ресурс на работните колела, увеличаване на ефективността на работа на проточната част средно с 2-3%, както и намаляване на консумацията на енергия за собствени нужди.

При използване на хидрофобни покрития междуремонтният период на работните колела се увеличава, което води до намаляване на ремонтната компонента от разходите за обслужване на помпите.

Годишната икономия на енергия при нанасяне на хидрофобно покритие върху повърхността на работното колело и корпуса на една помпа ще бъде най-малко 22,5 MWh.

ИНВЕСТИЦИЯ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯТА НА МЯРКАТА

Целесъобразно е нанасянето на хидрофобното покритие да се извърши по времето на основния ремонт, като при това не е необходимо проектиране. Въз основа на представени офертни материали от ТОО „Коррокоут Каспиан“

г. Алматы и АО „АлЭС“ относно монтажа, демонтажа на помпата и нейното въвеждане в експлоатация, бяха оценени разходите за материали на хидрофобното покритие, консумативи, ремонтни и възстановителни

работи, въвеждане в експлоатация и пуск също се изчисляват непредвидени разходи. Резултатите са представени в Таблица 4.

ТАБЛИЦА 4. ИНВЕСТИЦИЯ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА МЯРКАТА

	евро	тенге
Проектиране	-	-
Оборудване и материали	428	182 148
СМР	1 120	476 802
Пуск и настройка	134	56 448
Непредвидени разходи	168	71 540
Общо	1 850	786 938

АНАЛИЗ НА РАЗХОДИТЕ И ИКОНОМИЧЕСКИ ПОЛЗИ

В Таблица 4 е показана стойността на инвестициите за предложената мярка за енергийна ефективност. Икономическият ефект от нея включва два компонента: допълнителен приход от продажбата на електроенергия

188 053 тенге/год. (443 евро/год.) (в резултат на по-ниско потребление на електроенергия за собствени нужди) и намаляване на ремонтните разходи с 124 000 тенге/год. (292 евро/год.) (експертна оценка).

ЕКОЛОГИЧНИ И СОЦИАЛНИ ПОЛЗИ

Изпълнението на мярката „Възстановяване на помпи с хидрофобни покрития“ има положително въздействие върху околната среда, тъй като води до икономия на енергия и съответно намаляване на емисиите на CO₂ от 12 тона годишно.

В допълнение, тази енергоспестяваща мярка ще доведе до повишаване на надеждността на помпения парк на ТЕЦ-1, което е изключително важно за топлоснабдяване на жителите на Алмати.

ИЗВОДИ

- Съгласно проведения технико-икономически анализ, предложените 9 мерки за подобряване на енергийната ефективност на трите топлофикационни дружества се отличават с финансова атрактивност и нисък риск при тяхното реализиране;
- Представените иновативни технологии с хидрофобни покрития са възможност за повишаване КПД на помпите, намаляването на енергийните разходи и разходите за ремонт и поддръжка. Сроковете на откупуване на инвестицията при въвеждане на хидрофобни покрития за трите топлофикационни дружества варира между 2-2,5 години, дори и при ниска

цена на електроенергията 8,33 тенге/kWh (0,02 евро/kWh);

3. Прилагането на технологията с хидрофобните покрития към условията на България ще бъде икономически още по-атрактивно, поради по-високите цени на електроенергията.

ЛИТЕРАТУРА

- <http://ptfcar.org/en/power-the-future-2/>
- <https://www.samruk-energy.kz/ru/press/i4651>
- Assessment of the energy efficiency opportunities at CHP-1, CHP-2 AND CHP-3 in Almaty, Kazakhstan, "Power the Future" Regional Program, Contract No. Aid-176-I-17-00001, Task order AID-176-TO-17-00002, 2019.
- Business plan for energy efficiency investments at CHP-1, CHP-2 AND CHP-3 in Almaty, Kazakhstan, "Power the Future" Regional Program, Contract No. Aid-176-I-17-00001, Task order AID-176-TO-17-00002, 2019.
- Iliev I.K., A.A. Kibarin, M.B. Aliyarova and A.K. Terziev. Analysis of the possibilities for energy efficiency improvement of CHP power plants. IN: Proceedings of International Conference in Telecommunications, Informatics, Energy and Management (TIEM) September 12-14, 2019, Kavala, Greece pp. 141-147, ISSN 2367-8437.
- Wilson, B. (1997), "Pump protection and repair", Industrial Lubrication and Tribology, Vol. 49 No. 1, pp. 10-12.
- <https://www.belzona.com/en/products/1000/1341.aspx>
- <https://www.corrocoat.com/product/flui glide/>
- http://rocor.ru/en/index.php?option=com_content&task=view&id=26&Itemid=46
- Sustainability in the use of Energy to secure Access to Water and to protect of Climate Change Impact, WILCO AT AGLANCE. BEST PRACTICE. <http://pauwes-cop.net/res2prac/wp-content/uploads/2018/04/WILO-Best-practice-examples-Dr.-W.-Pfluger.pdf>
- <https://www.corrocoat.com/wp-content/uploads/2017/02/Corrocoat-newsletter-August-2019.pdf>

СЛУЧАЯТ С ЕЛЕКТРОЗАХРАНВАНЕТО НА ЛОНДОН ОТ 9 АВГУСТ 2019 – ПОУКИ И ИЗВОДИ

статия на Иван Хиновски, Български енергиен и минен форум

Тежката криза в електроснабдяването на Лондон, настъпила в 16 часа и 52 минути на 9 август 2019 г. и продължила 35-50 минути, внесе сериозен смут в обществото и особено в бизнеса и енергийните среди на Кралството. Тя доказва за пореден път нарастващата зависимост на развитите общества от сигурността на доставките на електроенергия и изключително разрушителните последици, когато тези доставки се провалят. Разпадът на енергийната система на Великобритания на 9 август 2019 г. е засегнал над 1,2 милиона потребители – юридически и физически лица. Особено тежки са щетите за индустрията, болниците, цялата транспортна и друга критична инфраструктура на Лондон, като са били необходими часове след възстановяване на хранването за възвръщане към нормалната дейност в града. По предварителни оценки щетите от тази авария надвишават 180 милиона паунда. Изследването на събитията, довели до този срив в енергийната система, обаче, дава полезна представа за това как декарбонизацията променя електроенергийните системи в света, където днес конвенционалната генерация все повече се измества от ВЕИ – вятърна и слънчева енергия и биомаса. Паралелно с този процес се развива и един друг – генериращите капацитети постепенно се прехвърлят от преносните към разпределителните мрежи. Тъй като в резултат на тези процеси характеристиките на двете електрически мрежи се променят – и режимите на управление и регулиране също следва да се променят. А те променят ли се в действителност?

КАКВО СЕ СЛУЧИ В ЕЕС НА ВЕЛИКОБРИТАНИЯ НА 9 АВГУСТ?

Окончателният доклад на системния оператор на Великобритания за събитията от 9 август показва, че сривът е резултат от „кумулятивната“ загуба на по-голямата част от генериращите мощности на вятърната електроцентра в Horsnea (737 MW), пълната загуба на мощностите на газовата ТЕЦ на комбиниран цикъл Little Barford (641 MW), както и загубата на общо около 500 MW разпределени генериращи мощности от ВЕИ – малки и средни по капацитет фотоволтаични, вятърни и други електроцентрали, общо около 1880 MW. Тази мощност се оказва далеч над критичната 1000 MW, която централното диспечерско управление на системния оператор на Великобритания е имало готовност да овладее по това време, въпреки незабавното включване и на най-голямата за Европа система от акумулаторни батерии за съхраняване на енергия от 472 MW. В резултат на тази масова загуба на генериращи мощности автоматично се е изключило около 5 % от системното потребление в района на Лондон. И трите вида загуби на генериращи мощности са причинени от така наречения „отказ по обща причина“ – буря и удар от мълния, които са задействали защити и са причинили автоматично изключване на електропровод високо напрежение от националната преносна мрежа. Важно е да се подчертае, че преди възникване на аварията не е имало недостиг на генериращ капацитет.

КАКВА РОЛЯ СА ИЗИГРАЛИ ВЕИ?

Събитията от 9 август са били с изключително ниска вероятност.

Денят 9 август е бил ветровит и в резултат на това над 50 % от потреблението по-рано през деня е било покрито само от енергията, произведена от ветроенергийните централи, което е рекорд за Великобритания. Високите нива на електропроизводство от вятър и слънце са довели до понижаване на инерционните нива на генерация в системата, която се осигурява от ТЕЦ-овете. Последствието от това е, че честотата на системата става по-чувствителна и често флукутираща при резки промени в баланса между производство и потребление, което ВЕИ - особено ветровите централи, причиняват. Обаче този ден националната преносна мрежа и централното диспечерско управление на системния оператор на Великобритания са имали на разположение адекватни нива на инерционност, т.е. достатъчно мощности за първично и вторично регулиране на честотата, за да покрият евентуалното аварийно изключване на най-голямата генерираща мощност този ден. Анализите на експертите доказват, че де факто относително високите нива на възобновяема енергия в системата не са основната причина за аварията, а по-скоро изключването на газовата ТЕЦ Little Barford и на ТЕЦ Hornsea. В същото време трудно обяснимо е защо няколко други офшорни вятърни централи, присъединени електрически по-близо до авариралния преносен електропровод, не са се изключили. Важно е също така да се отбележи, че съгласно проектните характеристики на този електропровод неговото изключване не би трябвало да доведе до изключване нито на Hornsea, нито на Little Barford. В това отношение едновременната загуба и на двете централи е била наистина изключително събитие с много ниска вероятност и анализите на фактите, свързани с това, продължават.

РОЛЯТА НА ГЕНЕРАЦИЯТА, ПРИСЪЕДИНЕНА КЪМ РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Въпреки че генерацията от възобновяеми енергийни източници в случая не е основната причина за аварията, фактите доказват, че е допринесла за изключването на много генериращи мощности, присъединени към разпределителната мрежа, голяма част от тях ВЕИ. Присъединеното към тази мрежа т.нар. „вградено“ производство, или по-популярно у

нас като „разпределени мощности“, съгласно стандартите на UK, е съоръжено със защитата „мрежа от мрежата“, проектирана в случай на аварии в локалната разпределителна мрежа да я изключва от останалата част от мрежата, включително и от преносната система. Тъй като на 9 август разпределителната мрежа е функционирала отлично, изключването на разпределените мощности от тази защита изглежда напълно излишно и погрешно и именно то е причинило срива. И един от изводите е, че тъй като структурата и характеристиките на генериращите мощности в електроенергийната система се променя, начинът на нейното управление и регулиране също трябва да се адаптира към промените.

РИСКЪТ ОТ НЕПРАВИЛНО СРАБОТВАНЕ НА МРЕЖОВА ЗАЩИТА

Случаи на ненужно сработване на мрежова защита на разпределителни мрежи в Обединеното кралство са известни от много години и има редица случаи на изключване на разпределени производства, присъединени към тези мрежи, вследствие на проблеми в преноса. По тази причина още през 2014 г. в UK е стартирала програма за изследвания за „загрубяване“, респективно понижаване на активационните прагове на тази защита, особено спрямо по-малки ВЕИ-мощности, които трябва да влязат в експлоатация до 2022 г. Анализът на последователността на изключванията, възникнали на 9 август 2019 г., показва, че ако тези 500 MW възобновяеми мощности не бяха изключени по защита „мрежа от мрежата“ - събитието, което се оказва критично и „разрушително“ за енергийната система можеше да бъде класифицирано само като „период на честотни вариации“, които малцина потребители биха регистрирали и усетили. Да не говорим, че евентуалните щети щяха да бъдат на порядъци по-ниски.

ИЗВОДИТЕ И ПОУКИТЕ

Сривовете в производството на електроенергия във всяка енергийна система са чести явления и подобно на автобусите на градския транспорт понякога всички пристигат едновременно...

Фактът обаче, че голямо количество разпределено производство в разпределителните мрежи на Обединеното кралство може ненужно да се изключва, се определя от експертите по мрежова сигурност като силно притеснителен.

Актуалната тенденция на продължаваща декарбонизацията на електроенергийната система на UK, в резултат на което се заменят конвенционални мощности с възобновяеми, може да повиши сигурността на мрежите, но за съжаление при сегашните концепции и настройки на защитите намалява устойчивостта. Учудващ е и фактът, като се имат предвид рисковете, породени от погрешно задействане на мрежови защити, които системният оператор на Великобритания вече осъзнава, че все още не са предприети по-спешни действия за разрешаване на проблема. И в тази връзка една от разумните препоръки на правителството на UK към мрежовия оператор е сроковете за пренастройване на мрежовите защити да бъдат преразгледани. А експертите изразяват надеждата, че „така ще бъде затворена тази опасна „яма“ в енергийната система „докато конете все още имат възможност да вземат завоя“.

Основната задача, дефинирана от британските специалисти в дългосрочен план, е да се преразгледа комплексно въпросът за това как трябва да се защити разпределеното производство, присъединено към локалните разпределителни мрежи. Както беше казано по-горе, децентрализираното производство може да увеличи устойчивостта и сигурността на мрежите при възникване на тежки ситуации с откази на системни генериращи мощности. Въпреки това, за да бъде реализиран този потенциал, настоящата концепция за масово изключване на цялата разпределена генерация при загуба на електрическа мрежа до възстановяването ѝ трябва да бъде заменена с нещо по-подходящо за бъдещето.

Учудващо е, че досега от системния оператор на Великобритания са успели само да „оценят“ общото количество на разпределената генерация, която се е изключила офлайн по време на аварията, като все още не са изяснили точно на колко такива мощности производството е било ограничено и с колко процента. А основната причина за това, казват експертите, е абсолютно недостатъчният обем и качество на оперативната информация за работата на разпределените генерации в диспечерските пунктове на системния оператор на Великобритания. Така оценката на специализирания за Обединеното кралство Експертен съвет към Пазара на генериращите капацитети е, че е налице сериозен дефект

в енергийната система, и в отговор на това са набелязани спешни мерки за коригиране. Другата препоръка на този съвет е операторите на разпределителните мрежи да създадат пълен регистър на разпределените производствени мощности, присъединени към тях. Това ще позволи диспечерското управление на системния оператор на Великобритания да прогнозира по-точно необходимостта и реакцията на този капацитет при редица оперативни и климатични обстоятелства.

И накрая, в окончателния доклад се казва, че действията на диспечерското управление на системния оператор на Великобритания преди и по време на събитията от 9 август са били в съответствие с настоящите изисквания на Стандартите за качество и сигурност на доставките (SQSS) и че преносната система е реагирала на тези събития по начина, по който е проектирана да действа. Постепенната замяна на конвенционалната генерация с възобновяема от вятър и слънце, който процес напредва, означава загуба на традиционните източници на системна инерция и това налага съществуващите търговски договори за изкупуване на енергията от тези мощности, както и на тези за поддържане на устойчивостта на системата, да се преразгледат. SQSS са разработени в средата на миналия век и препоръката на системния оператор на Великобритания е SQSS да бъдат преразгледани. А общото заключение е, въпреки че аварията в енергийната система на 9 август е предизвикана от наистина изключително съвпадение на откази, са необходими промени на концепциите и режимите на управление на взаимосвързаните преносни разпределителни енергийни мрежи, но те трябва да бъдат добре обмислени и внимателно приложени.

КАКВА Е СИТУАЦИЯТА В БЪЛГАРИЯ?

За България е трудно, да не кажем невъзможно, да се определи състоянието на тези проблеми, дефинирани като дефекти за енергийната система на Обединеното кралство. В контекста на анализа на причините, развитието и последствията от аварията в Обединеното кралство се налага изводът за необходимостта от изготвяне на обстоен преглед на ситуацията у нас. Необходимо е оптимизиране на взаимодействието между компаниите. Това се налага с оглед планираните мерки в Националния план „Енергетика и климат“.

ОСЪВРЕМЕНЯВАНЕ И ОБЕЗПЕЧАВАНЕ НА ЕКСПЕРТНИЯ ПОТЕНЦИАЛ В БЪЛГАРСКИЯ ЕНЕРГИЕН СЕКТОР – ПРОБЛЕМИ И ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА

статия на проф. д-р инж. Валентин Колев и д-р инж. Ива Драганова - Златева

През последните години недостигът на специалисти за бизнеса в България все повече се задълбочава. Квалифицирани кадри се търсят във всеки бранш – от машиностроене и металообработване, дори до строителство и селско стопанство. Енергетиката – като ключов отрасъл на икономиката, също е изправена пред този проблем, който по данни на различни проучвания в следващите години се очаква да става все по-сериозен.

В Електротехническият факултет към Технически университет – София се подготвят висококвалифицирани специалисти за нуждите на електроенергетиката, електроснабдяването и електрообзавеждането на промишлените предприятия, както и за електротехническата промишленост.

Факултетът предлага 3 бакалавърски и 4 магистърски програми редовно обучение и 2 бакалавърски и 5 магистърски програми задочно обучение.

Държавната поръчка за редовно обучение включва 100 студенти от специалност „Електроенергетика и електрообзавеждане“ и 50 студенти от специалност „Електротехника“.

В последните 4 години (след 2015 г.) се забелязва значителен спад на интереса на зрелостниците към електротехническите специалности, което доведе до намаляване на приема с повече от 40%. Обективните причини за това са следните:

- Демографски фактор – броят на зрелостниците намалява всяка година, като

за миналата 2019 г. са 52 650 или с около 2 500 по-малко;

- Техникумите по електротехника с традиции бяха трансформирани в Професионални гимназии, в много от които е прекратено обучението по електротехнически специалности. При това положение голяма част от зрелостниците, които постъпват в Електротехническите факултети, срещат сериозни затруднения при усвояване на предвидените в учебния план знания, умения и компетенции;
- На по-голямата част от зрелостниците им е известно, че работата в системата на енергетиката, електроснабдяването на промишлени предприятия, ел. транспорт и електротехническата промишленост е по-скоро работа на терен с всички свързани с това трудности;
- Ръстът на заплатите в гореспоменатите сектори не съответства на стандарта на живот. В това отношение в ИТ сектора и телекомуникациите нивото на заплащане е на значително по-високо ниво;

- Сектор „Енергетика“, който е структурно определящ отрасъл в стопанския живот на всяка една държава и съществен елемент от националната ѝ сигурност е постоянен обект на медийни и др. атаки, постоянно под наблюдение и контрол от политическите институции, което създава несигурност в младите хора.

Липсата на подбор при приемането на студенти допълнително влияе върху възможностите за обучение на висококвалифицирани и компетентни кадри.

В електроенергийния сектор нуждата от електроинженери нараства с всяка изминала година. Почти няма ден, в който да не получаваме искане за предоставяне на електроинженери както от частния сектор, така и от големите държавни дружества.

Неотдавна в разговор с Ръководството на АЕЦ „Козлодуй“ стана дума, че за нуждите на кадровото обезпечаване на централата на първо време са необходими над 50 електроинженери. С много усилия осигурихме 3-ма кандидати.

За повишаване на мотивацията и интереса на зрелостниците към електротехническите специалности бяха въведени стипендиантски и стажантски програми в държавните и частните електроенергийни дружества. Голяма част от студентите обаче считат, че се обвързват и не обръщат достатъчно внимание на тях. Така става, че дори и обявените стипендии от частни и държавни дружества в бранша, не винаги са достатъчен стимул за младите хора и понякога не се усвояват. Като резултат - не малка част от частните компании, които практикуват електроизграждане, непрекъснато търсеци инженерни кадри за технически ръководители и др., изнесоха дейността си извън страната.

Поради значителното търсене на електроинженери, много от студентите бакалаври (редовно обучение) още преди дипломирането си започват редовна работа в различни компании, като голяма част от тях са по специалността. Забелязва се и стремеж на завършилите инженери да се преквалифицират в ИТ сектора. И там поради недостиг на кадри, компаниите са готови да назначават специалисти и без необходимия ценз. Това допълнително нарушава баланса на кадровото обезпечаване по съответните специалности.

Заедно с развитието на информационните технологии и телекомуникациите (ИТ&Т) в електроенергийния сектор все повече се увеличава необходимостта от кадри и по тези специалности. На всички ни е известно, че

до скоро, във всички отдели и управления на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) ЕАД по правило се назначават инженери, завършили специалност „Електроенергетика“, и те трябва да се квалифицират по ИТ&Т. За съжаление, поради описаните по-горе причини, вероятността в сектора да бъдат привлечени специалисти по ИТ&Т е по-малка.

Една от възможностите е свързана с разкриване на нова специалност „ИТ&Т в Електроенергетиката“. Това обаче трябва да стане с активното участие на големите държавни и частни електроенергийни дружества.

Конкретни цели, които си поставяме:

- Утвърждаване на лидерската позиция на ЕФ в образователната система на България чрез увеличаване на влиянието в политическия и бизнес елит, което е предпоставка за промяна на рейтинговата система, както и на законодателната рамка в областта на висшето образование;
- Усъвършенстване и оптимизиране на учебно-преподавателския процес (качество на обучението);
- Усъвършенстване и оптимизиране на научно-изследователската работа;
- Значително увеличаване на финансирането и заплащането на академичния състав;
- Разширяване на възможностите за участие на бизнеса в учебния процес;
- Разработване на актуални специалности с професионално разработени динамични учебни планове и програми, адаптирани към потребностите на студентите и пазара на труда.

За развитието на ЕФ при ТУ-София на първо място поставям качеството на учебната и научно-изследователската работа, която е резултативен процес, свързан с успешната реализация на редица дейности - учебна, научна, международна, финансова, социална и др. Основното, което би гарантирало престижа на факултета, е във възможностите за кадрово осигуряване и развитие; осигуряване на подходящи условия - материални и битови за неговото осъществяване; осигуряване финансова стабилност и увереност в преподавателите и служителите при изпълняване на професионалните им задължения, осигуряване на подходящи структурни звена за функционирането му.

Необходимо е да се създадат условия за разширяване и разнообразяване на финансиращата база - допълнителни приходи от дейности, курсове по поръчка, работа по договори с различни външни организации /регионални, национални, международни, бизнес фирми, държавни предприятия, други образователни институции и неправителствени организации/, работа по европейски и други международни проекти и програми.

Провеждането на стабилната финансова политика, в контекста на университетските ресурси и правила, основана на възможните за факултета академични приходи и допълнителни такива от различни дейности - следдипломни квалификации, договори и съвместни проекти с различни организации, бизнес - представители в областта на образованието, приходи от образователни услуги (например консултативен център към факултета) и т. н., е задължително условие за повишаване на качеството на образователния и научно-изследователския процес, респективно ще повиши и интересът на младите хора към електротехническите специалности.

Възможностите за допълнително заплащане и финансово стимулиране на преподавателите според резултатите от атестацията и становищата на Атестационната комисия и катедрите също трябва да се прилагат по-активно.

Непрекъснато, каквато е практиката във всички престижни университети в чужбина, трябва да се работи в посока привличане на спонсори и дарители.

Фокусът на бъдещата ни работа в посока заинтригуване и привличане на повече таланти и способни млади хора към електроенергийните специалности и професията на енергетик ще бъде паралелно насочен както към академичната общност и администрацията, така и към студентите.

От една страна ще се работи активно за подобряване на обратната връзка със студентите чрез подкрепа на студентското самоуправление и засилване на диалога с тях по отношение на организацията и съдържанието учебния процес.

От друга страна чрез различни политики и инициативи със съдействието и на бизнеса ще се стимулира развитието на: разумните иновации във факултета и университета, инициативите за споделяне на опит, научни идеи, съвместно творчество и др.; организирането на общ за факултета научен семинар/работилница за споделяне на идеи, дискусии и представяне на актуално творчество, отворен за преподаватели, студенти, докторанти, служители и колеги от други факултети; провеждането на конференции, кръгли маси, научни дискусии, издаването на тематични сборници; обогатяването и обновяването на библиотеката и на библиотечния фонд - финансов ресурс/проекти, дарения, електронни христоматии и др.; обновяване и обогатяване на интернет-страницата на факултета и непрекъсната медийна реклама на специалностите.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Необходимо е да се насочат усилията към възстановяване на обучението по електротехническите специалности в професионалните гимназии даже с участието на университетски преподаватели.
2. Значително увеличаване на мотивацията и интереса на зрелостниците към електротехническите специалности в т.ч. използване на възможности за допълнително финансиране.
3. Задълбочаване участието на водещите енергийни дружества и бизнеса в организирането на приема и обучението на студентите.

ЕСО В ПОДКРЕПА НА МЕРКИТЕ ЗА ПЪТНА БЕЗОПАСНОСТ



За девета поредна година Фондация „Годишни награди за пътна безопасност“ подпомогна усилията на обществеността за подобряване на сигурността на всички участници в движението по българските пътища.

Едноименният конкурс се провежда, за да стимулира различни инициативи в областта на пътната безопасност, свързани с добри практики за повишаване културата на пътя и предотвратяване на пътнотранспортни произшествия. Каузата за намаляване на жертвите от „войната на пътя“ мотивира все повече успешни кампании през последните години. На официална церемония през януари месец фондация „Годишни награди за пътна безопасност“ връчи отличия на неправителствени организации, държавни институции, училища и детски градини, медии и представители на пътната полиция, работили активно за намаляване на пътния травматизъм.

Церемонията започна силно емоционално с песента на Любо Киров „Липсваш ми“ и клипа към нея, който разказва как безценният човешки живот може да бъде покосен от миг невнимание зад волана.

Любо Киров връчи наградите в категорията за неправителствени организации на фондация „Евелин Дуков“ за кампанията „Спри, аз съм бъдещето“, насочена основно към пътната безопасност на децата и младите шофьори. Специална награда получи и СБА за проведени мероприятия и състезания по приложно колоездене сред децата.



Доброволци на БЧК проведоха благотворителна томбола и търг на картини на младите художници Камен Димитров и Паола Радева, а събраните средства постъпиха във фонда за подпомагане на деца, пострадали при пътнотранспортни произшествия.





Филип Васев и Николай Дионисиев - младши автоконтрольори от Областна дирекция на МВР София бяха наградени за проявената смелост и хладнокръвие на 23 юли 2019 година, когато евакуират пътниците от автобус, попаднал в близост до горящ автомобил в тунел „Витиня“ на автомагистрала „Хемус“.

Министърът на регионалното развитие и благоустройството Петя Аврамова връчи награди на Областна администрация - Габрово и Областна дирекция на МВР Шумен.

Областна администрация - Габрово беше отличена за инициативата „Животът е с предимство“, част от международната кампания „Ден без загинал на пътя“.

Областната дирекция на МВР в Шумен получи награда за кампанията „Видими на пътя“, чрез

която осигурява светлоотразителни аксесоари на всички първокласници в областния град и провежда беседи с децата за опасностите на пътя.

Всички участници в церемонията се обединиха около тезата за споделената отговорност между държавата и гражданското общество за опазването на човешкия живот на пътя и заявиха готовност да продължат да работят в подкрепа на благородната кауза.

