



ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ

брой **18 / 2023**
януари-март

entsoe



ЕНЕРГИЙНИТЕ РЕСУРСИ
НА БЪДЕЩЕТО



Рубрика „Мнения“ - Българската индустрия е най-енергоефективният сектор у нас. Усилията трябва да се насочат за подобрения на енергийната ефективност при домакинствата и в сферата на услугите - разговор с Ивайло Найденов-изпълнителен директор на БФИЕК и член на Комисията за енергиен преход към МС	6
Рубрика „Дискусия“ - „Ние разглеждаме комплекса „Марица изток“ като уникален индустриален обект с изградена инфраструктура и кадрови потенциал, които трябва да се развиват“ - президентът на КНСБ Пламен Димитров пред списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ на ЕСО	11
Рубрика „От първо лице“ - „Проектът за увеличаване обема на ПАВЕЦ „Чаира“ с изграждане на язовир „Яденица“ е от ключово значение за гарантиране на енергийната сигурност на страната и устойчивия енергиен преход“ - разговор с инж. Мартин Георгиев - изпълнителен директор на Националната електрическа компания	17
Рубрика „Форум“ - Състояние и готовност на малките модулни реактори за включване в електроенергийния пазар на Югоизточна Европа - статия на Антон Иванов, Български енергиен и минен форум	23
Рубрика „Мнения“ - Пускането в експлоатация на газовата връзка с Гърция е от изключителна важност за диверсификацията на доставките на природен газ и тепърва ще доведе до понижаване на цените в България- разговор с Веселин Тодоров - председател на УС на Асоциацията на търговците и производителите на природен газ и водород	30
Рубрика „В партньорство с науката“ - Водородът-зеленото енергийно бъдеще на България- статия на Васимир Радулов, Балкански водороден клъстер	36
Рубрика „Екология и ВЕИ технологии“ - Дунавска енергийна платформа в помощ на развитието на Power-to-Gas технологиите- статия на Ангел Николаев и Мария Кръстева -Черноморски изследователски енергиен център	39
Рубрика „Успешни проекти“ - Проектът Interface на европейската програма Хоризонт 2020 - архитектура за предоставяне на иновативни мрежови услуги за ефективна енергийна система - статия на авторски колектив	43
Рубрика „С поглед в бъдещето“ - Енергия от слънчеви ферми в Космоса - кога?	49

**СПИСАНИЕ „ЕНЕРГЕТИКА-ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ“ -
ИЗДАНИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР**

ГЛАВЕН РЕДАКТОР:
Свилена Димитрова

РЕДАКТОР:
Боряна Петрова

Автор на концепцията за списание
„Енергетика-Електроенергийни ракурси“:
Свилена Димитрова



Амбициозно начало за българската енергетика постави началото на 2023 година. Служебният кабинет и Министерството на енергетиката представиха стратегическата си визия за развитие на енергийния сектор с хоризонт до 2050 година. Визията има преобладаващо аналитичен характер, каза по време на обсъждането ѝ държавният глава Румен Радев, но безспорно е едно добро начало и ясна рамка на процесите, които трябва да се реализират в отрасъла през следващите години. Успоредно с това поредният парламент с кратък живот успя да задължи Министерския съвет до края на месец март да започне преговори с Европейската комисия за предоговаряне на Националния план за възстановяване и устойчивост в частта за енергетиката и по-специално на ангажимента за намаляване на въглеродните емисии с 40% до 2025 година, спрямо нивата от 2019 година. Решението на Народното събрание дойде не без помощта и на натиска на синдикалните организации, които извисиха протестен глас срещу краткия срок, фиксиран в Плана. В броя разговаряме с президента на КНСБ Пламен Димитров за визията на синдикалните организации за трансформация на въглищните региони у нас с оглед постигане на

въглеродна неутралност на Стария континент до 2050 година. Декарбонизацията на европейската икономика обаче изисква и мерки за развитие на базовите беземисионни мощности, които да осигурят енергийното потребление. Ядрената енергетика е един от лостовете за гарантиране на непрекъснатите и качествени доставки на електроенергия за европейските потребители. Нейната несъмнена ключова роля в процеса на декарбонизация мотивира и идеята за създаване на Алианс за ядрена енергия, който беше договорен от десет европейски държави, между които и България, на срещата на енергийните министри в Стокхолм в края на февруари месец. Подкрепа за развитието на ядрената енергетика идва и от решението на Европейската комисия да признае за зелен водородът, произведен от атомна електроенергия. Темата за водородните технологии по пътя за постигане на климатичните цели на Европа също намира място на страниците на първия за 2023 година брой на списанието. Масовото навлизане на ВЕИ продължава да поддържа актуалността на въпроса за мерките за балансиране на електроенергийната система и за развитието на системите за съхранение на енергия. За ролята на хидроенергийните мощности в процеса на декарбонизация и за напредъка по възстановителните работи на ПАВЕЦ „Чаира“ разговаряме с изпълнителния директор на НЕК – Мартин Георгиев. Опасенията за недостиг на природен газ през зимните месеци напълниха европейските газохранилища до максимални обеми. Меката зима и нейният край нормализираха цените на синьото гориво, но провокираха нов проблем – как ще бъдат компенсирани загубите от реализацията на нагнетените при изключително високи цени количества природен газ в българското хранилище „Чирен“. България през изминалите месеци постигна много за диверсификация на доставките на синьо гориво и даде заявка за позиционирането си като ключов фактор за обезпечаването им за страните от Централна и Източна Европа. Как страната ни се справи със ситуацията на полето на природния газ – потърсихме оценката на председателя на УС на Асоциацията на търговците и производителите на природен газ и водород у нас Веселин Тодоров. Броят, посветен на темата за енергийните ресурси на бъдещето, завършваме с идеята за изграждане на ферми в Космоса за добив на слънчева енергия в подкрепа на борбата с климатичните изменения на Земята.

Свилена Димитрова

главен редактор

списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ на ЕСО

ВЕИ, ВОДОРОД, НОВИ ЯДРЕНИ МОЩНОСТИ И СИСТЕМИ ЗА СЪХРАНЕНИЕ НА ЕНЕРГИЯ -КЛЮЧОВИТЕ МЕРКИ ЗА ПОСТИГАНЕ НА ЕВРОПЕЙСКИТЕ ЦЕЛИ ЗА ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ В СТРАТЕГИЧЕСКАТА ВИЗИЯ ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕНЕРГЕТИКАТА НА БЪЛГАРИЯ ДО 2053 ГОДИНА

На 18 януари Министерският съвет одобри изготвената от Министерството на енергетиката стратегическа визия за развитие на сектора, с което беше предприета първата стъпка към създаването на дългосрочна стратегия. Очакванията на енергийния министър са в рамките на няколко месеца да се финализира проектът за енергийна стратегия за развитие на сектора с хоризонт до 2053 г., който да бъде представен на следващия парламент за одобрение.

Ден по-рано визията за развитие на сектора през следващите 30 години беше представена от служебния енергиен министър Росен Христов и обсъждана от всички заинтересовани страни по време на нарочна кръгла маса. Началото на дискусиата между представителите на политическите партии, синдикатите, бизнеса, браншовите организации, академичните среди и експерти в областта на енергетиката постави държавният глава Румен Радев. Президентът заяви, че България не може да си позволи повече безвремие в енергетиката и независимо дали управлява служебно или редовно правителство, всички заедно да се ангажират с отговорна мисъл за бъдещето на България. Държавният глава отчете факта, че визията за енергийна стратегия на страната има подчертано аналитичен характер, но изрази надежда документът да послужи за основа на ползотворен и широк дебат.



В обсъждането на стратегическата визия се включи и служебният министър-председател Гълъб Донев. Той припомни, че посоката за развитие на енергетиката в България е ясно определена в Закона за енергетиката и акцентира върху основните цели за осигуряване енергийното развитие на страната при ефективно използване на енергийните ресурси, развитие на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар, както и гарантиране на енергийните доставки при минимални разходи.



В изказването си служебният енергиен министър Росен Христов акцентира върху сериозния принос на сектора за запазване конкурентоспособността на българската икономика и подчерта, че през изминалата година страната ни е осъществила износ на повече от 12 млн. MWh електроенергия, от който постъпленията са за около 6 млрд. лв.



Стратегическата визия с 30-годишен хоризонт заявява няколко основни приоритета, реализирането на които ще допринесе за постигане на европейските цели за декарбонизация и повишаване на енергийната ефективност.



Ключово значение за запазване водещата роля на страната в производството и износа на електроенергия е осигуряването на достатъчен преносен капацитет за присъединяване на новите беземисионни мощности. Стратегическата визия предвижда за целта модернизация на близо 2000 км от електропреносната мрежа, както и на съпътстващата я инфраструктура.

Основен акцент е поставен върху използването на местните енергийни ресурси. Въглищните централи ще допринасят за енергийния баланс на страната до 2030 година, след което постепенно

до 2038 г. ще бъдат заменени от беземисионни генериращи мощности. За гарантиране енергийната сигурност на страната се предвижда изграждането на четири нови ядрени реактора. В стратегическата визия е залегнало построяване на площадката Белене на два атомни блока с обща мощност от 2000 MW и още два блока на площадката на АЕЦ „Козлодуй“.

Фокусът на документа приоритетно е насочен към развитието на БЕИ проектите – фотоволтаични, вятърни и водни електроцентрали. Предвижда се до 2030 година да бъдат изградени 7 GW слънчеви и 2 GW вятърни мощности, и още 12 GW фотоволтаични и 4 GW вятърни мощности до 2050 г.

По отношение на ВЕЦ се предвижда съвместно изграждане с румънската страна на ВЕЦ на река Дунав с мощност от 800 MW.

За гарантиране балансираната работа на електроенергийната система при поетапното затваряне на въглищните централи се залага на построяването на общо 870 MW нови ВЕЦ до 2030 г. и още 1270 MW до 2050 г.

В областта на системите за съхранение на енергия държавата поставя срок до 2030 година за завършване ремонта на ПАВЕЦ Чаира и разширяването ѝ с язовир „Яденица“, както и изграждане до 2035 година на нова ПАВЕЦ с мощност от 1000 MW. Предвижда се още до 2030 г. да бъдат въведени 600 MW нови батерии и 1,5 GW системи за сезонно съхранение до 2050 г.

По отношение на геотермалната енергия, основният извод е, че тя може да бъде пълноценно използвана главно за локално отопление.

Ключово място в бъдещото развитие на сектора е отредено на производството на водород, като алтернатива на използването на природен газ. Стратегическата визия предвижда изграждането на 1 GW електролизьори до 2030 г. за производство на 90 000 тона водород годишно, а до 2050 г. трябва да бъдат реализирани още 5 GW електролизьори за производство на 520 000 тона водород годишно за осигуряване на местното потребление, както и за износ.

С реализацията на всички проекти, заложи в представения документ, ще се осигури развитието на балансирана, зелена, високоефективна енергетика в страната. Стратегическият сценарий цели постигане на енергиен микс, при който през 2030 година България намалява с 55 % въглеродните емисии спрямо нивата от 1990 г., а през 2050 г. енергетиката ни е напълно декарбонизирана.

БЪЛГАРСКАТА ИНДУСТРИЯ Е НАЙ-ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИЯТ СЕКТОР У НАС. УСИЛИЯТА ТРЯБВА ДА СЕ НАСОЧАТ ЗА ПОДОБРЕНИЯ НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ ПРИ ДОМАКИНСТВАТА И В СФЕРАТА НА УСЛУГИТЕ

Разговор с д-р инж. Ивайло Найденов - член на Комисията за енергиен преход към Консултативния съвет за европейската зелена сделка към МС и изпълнителен директор на БФИЕК

Ивайло Найденов е магистър по „Ядрена енергетика“ и с докторска степен по „Ядрени енергетични инсталации и уредби“ от Технически университет - София. В периода 2014-2019 г. е последователно „асистент“ и „главен асистент“ в катедра „Топлоенергетика и ядрена енергетика“ в Енергомашиностроителен факултет на Технически университет - София. Специализира в областта на енергийната сигурност в Школата на НАТО в Анталия, Турция през 2015 г. и в Школата на Университет „Масарик“, Бърно, Чехия през 2016 г., а през 2017 година преминава през специализация в областта на критичните суровини в COST Action, Висш технически институт в Лисабон, Португалия. Печели първо място в конкурса за най-добър млад учен на Българско ядрено дружество през 2017г. Заема позицията изпълнителен директор на БФИЕК от октомври 2019 г.



Как оценявате заложеното в Стратегическата визия за развитие на енергетиката с хоризонт до 2053 година - изпълнимо и приложимо ли е?

Положителното е, че се представи визия за развитието на електроенергетиката. Вече повече от 2 години страната е без енергийна стратегия, т.е. липсва ни рамка за провеждане на енергийната политика. На този фон виждаме, че се одобряват и отхвърлят различни проекти, които са свързани с енергетиката и по-тясно - с електроенергетиката. Доколкото няма обща рамка и общи цели, този подход създава предпоставки за неефективност. Ето защо, представянето на визията е стъпка в правилната посока. Колкото до конкретните проекти, се надявам, те да могат да бъдат коментирани по целесъобразност от заинтересованите страни в процеса на прерастване на визията в нова

енергийна стратегия. Има някои проекти, например за ВЕЦ, които са в различна степен на готовност и са обсъждани през годините. Подобни готови проекти биха могли да са относително лесно реализуеми, стига да се докаже технико-икономическата им целесъобразност.

Нова енергийна стратегия трябва да върви ръка за ръка и с изработването на индустриална стратегия, предвид прогнозата за нарастване на потреблението при енергоинтензивната индустрия. Необходимо е да се направи детайлен и реалистичен анализ както на предлагането на електроенергия, така и на потреблението. Важното е да се гарантира осигуряването на електроенергия на цена, която да запази конкурентоспособността на българската индустрия и да насърчава родното ни производство.

Каква е Вашата визия за развитие на базовите мощности в страната в условията на растящ дял на енергията от ВЕИ за постигане на заложените цели от Зеления преход?

Доколкото базовата индустрия се нуждае от базова енергия, то наличието на нискоемисионни базови мощности в електроенергийната система, които осигуряват електроенергия на достъпна цена, е важен елемент. В това отношение позицията на БФИЕК винаги е била, че изграждането на нови мощности, от какъвто и да е тип, трябва да става на пазарен принцип, без причиняване на излишни разходи за крайните потребители. Това се отнася и до системите за съхранение на електрическата енергия.

Какъв да е делът в електроенергийната система на новите базови мощности, както и на новите ВЕИ, е въпрос на анализ на прогнозните енергийни и мощностни баланси в страната и региона, а изготвянето на енергийната стратегия ще стъпи на тези анализи.

В какъв срок и хоризонт, според Вас, би било реалистично и икономически издържано да се поеме ангажимент за затваряне на въглищните централи в България?

Този въпрос може да се разглежда в два аспекта. Първият е чисто икономическият подход, където главната променлива са цените на въглеродните емисии. Не е тайна, че цените на лигнитните въглища са ниски и, ако не трябваше да се заплащат разрешителните за емисии парникови газове, ТЕЦ на лигнитни въглища у нас щяха да произвеждат електроенергия с относително ниски разходи. Доколкото обаче лигнитните въглища са нискокачествено гориво, то и емисионните фактори на централите са високи, което води до големи допълнителни разходи. При цена на емисиите от 100 EUR/t, тя се превръща в разход между 120 и 140 EUR/MWh. В този случай икономическата ефективност зависи изключително много от ценовите равнища на пазара на електроенергия.

От друга страна стои аспектът на енергийната сигурност. Лигнитните въглища са местно гориво и не разчитаме за тях на външни доставчици и транзитни страни. ТЕЦ на лигнитни въглища играят важна роля за първичното и вторично регулиране на честота на синхронната зона на Континентална Европа, както и за непрекъсната и сигурна работа на единната електроенергийна система.

В този ред на мисли, замяната на ТЕЦ на лигнитни въглища ще се осъществи, когато в електроенергийната система има мощности с еквивалентни функционалности на ТЕЦ, за осигуряване на необходимите системни услуги. Редица анализи, включително и тези, представени от Министерството на енергетиката, сочат като най-реалистичен подход постепенната замяна на въглищните ТЕЦ с хоризонт между 2030 и 2040 г. Основната точка на анализ е кой вариант е най-разходоэффективен и запазва максимално адекватността на електроенергийната система

- инвестиции в нови диспечерируеми мощности; постепенното извеждане от експлоатация, макар и при нарастващи разходи за емисии; запазването на ТЕЦ и въгледобива при въвеждане на въглеродоочистващи системи.

Има ли вече изработени сценарии от Комисията за енергиен преход, на която сте член, за декарбонизация на българската енергетика и какви са заложените параметри в тях на производствените енергийни мощности?

Разгледани са различни сценарии, които почиват на заложените параметри в Националния план за възстановяване и устойчивост. Някои от тях предвиждат по-бързо извеждане от експлоатация на въглищните централи, други предвиждат срок за работа на въглищните централи до 2038 г. с постепенно извеждане от експлоатация. Всички сценарии в крайна сметка водят до един и същ краен резултат през 2050 г., само че с различни разходи. Спирането на топлоелектрическите централи у нас преди 2038 г. води до допълнителни разходи за системата, които могат да достигнат до около 10 млрд. евро през периода 2025 – 2035 г., в зависимост от възприетите срокове и избора на заместващите мощности.

В самата комисия няма единодушие по интерпретацията на резултатите, но нашата работа е не да изнемваме функции на изпълнителната власт, предвидени в Закона за енергетиката, а да изработим сценарии, да оценим ефектите им и да ги предоставим за информация на Консултативния съвет по Зелената сделка. Комисията за енергиен преход има чисто съвещателни функции и, по мое мнение, не може да решава самостоятелно съдбата на българската енергетика. Нейната цел е да създаде аналитична основа, която да се предостави на институциите, ангажирани с вземането на тези ключови решения.

От друга страна, с решението на НС за преразглеждане на Националния план за възстановяване и устойчивост, вероятно ще се изменят и параметрите на сценариите, които Комисията за енергиен преход трябва да разглежда. Твърде е възможно да се наложи работата да започне от начало.

Какви са основните симулационни модели, на които са базирани тези сценарии?

Използван е моделът Plexos на CompassLexecon, който моделира почасово енергийните и мощностните баланси, както и взаимовръзките между отделните балансови зони, съобразно заложените входни данни. Самите входни данни са генерирани с изчислителния инструмент Pathways Explorer. Оценяват се и разходите за електроенергийната система и намаляването на емисиите парникови газове.

Как мерките за енергийна ефективност в индустрията способстват намаляване на енергопотреблението и приложими ли са при по-енергоемките производства?

Бих искал първо да направя важното разграничение между енергоемкост и енергоинтензивност. Енергоемкостта е, когато се консумира много енергия по принцип, а енергоинтензивността е, когато се консумира много енергия на единица продукт, поради особеностите на технологичните процеси – електролиза, топене на метали, синтез на химични продукти и т.н. Енергоинтензивните производства са ефективни, но изискват много енергия, средствата за която е основен компонент на разходите им.

Индустрията в България от дълги години е най-енергоефективният сектор като постоянно подобрява показателите си. Всички големи предприятия непрекъснато работят за подобряване на енергийната си ефективност, защото тя от ключово значение за добра конкурентоспособност и висок потенциал за износ. Освен това енергийната ефективност невинно води до намаляване на електропотреблението. Това е т. нар. парадокс на Джевънс – когато намалиш енергопотреблението на единица продукт (повишаваш енергийната ефективност), можеш да разшириш производството и, произвеждайки повече единици краен продукт по-ефективно, в крайна сметка увеличаваш потреблението на енергия в абсолютни единици.

Както вече казах, българската индустрия е най-енергоефективният сектор у нас. Усилията трябва да се насочат за подобрения на енергийната ефективност при домакинствата и в сферата на услугите.

Към настоящия момент какви са най-сериозните предизвикателства, пред които са изправени предприятията, членуващи в Българската федерация на индустриалните енергийни консуматори?

Въпреки временното успокояване на енергийните пазари, стои притеснението от ново повишение на цените на газа и електроенергията, доколкото не може да се определи дали периодът на волатилност на тези цени е приключил. Друго предизвикателство е съживяването на дългосрочната доставка на електроенергия за крайните индустриални потребители, тъй като видяхме през изминалите 18 месеца рисковете, произтичащи от високия дял на спотовата търговия.

Ситуацията с осигуряването на доставките на природен газ беше овладяна благополучно от служебното правителство на Гълъб Донеv. Кои са основните доставчици на природен газ за големите индустриални предприятия?

И понастоящем основният доставчик на индустрията е „Булгаргаз“, но освен тези доставки предприятията си закупуват газ и от други търговци, така че да получат продукт, който отговаря в най-голяма степен на профила им

на потребление. Към момента обаче (януари и февруари 2023 г.) цените на спот пазара са по-ниски от цената на „Булгаргаз“. Това е така, тъй като в микса на държавния доставчик влизат и количества газ от ПГХ „Чирен“, които сега са скъпи, тъй като бяха нагнетени, когато цените на газа бяха твърде високи.

Каква е визията на членовете на Федерацията на индустриалните енергийни консуматори по отношение на пълната либерализация на газовия пазар в страната?

БФИЕК подкрепя развитието на либерализиран и прозрачен пазар на природен газ. Същевременно трябва процесът на либерализация да е предвидим, а не стихийен. Трябва да извлечем поуки и от либерализацията на електроенергийния пазар, която показва някои слабости на краткосрочната търговия. Пазарите както на електроенергия, така и на газ е добре да предлагат достъп до продукти с различен профил и различна срочност, така че да се осигури адекватна възможност за управление на портфолиото и на риска както за крайните клиенти, така и за търговците.

Какви са нагласите и възможностите на членовете на БФИЕК за преминаване към алтернативно на природния газ гориво?

Възможностите за преминаване към алтернативни горива са различни в зависимост от конкретното производство, като понякога такава стъпка е невъзможна. Предприятията, при които има възможност за използване на алтернативни горива, вече са предприели стъпки в тази посока. За съжаление процесът не е бърз, тъй като е свързан с проектиране и изграждане на нови промишлени инсталации, с промяна на комплексните разрешителни, получаването на съответните разрешителни за изграждане и въвеждане в експлоатация на новите инсталации и т.н. Основно се преминава към пропан-бутан, на някои места газът се заменя с дизелово гориво. Замяната с електроенергия е по-ограничена. Пълното преминаване към алтернативни горива ще се осъществи едва, когато завърши изграждането и въвеждането в експлоатация на съответните инсталации. В повечето случаи, обаче, алтернативното гориво измества само частично потреблението на природен газ.

На финала моля за Вашата прогноза – кога и как във времето виждате възстановяването на икономическия растеж в страната?

Не бих могъл да се ангажирам с точна прогноза, защото зависи от много външни фактори. И към момента има известен ръст, стремежът е той да се ускори. Доколкото обаче сме отворена, експортноориентирана икономика, производството у нас ще зависи и от търсенето в рамките на основните ни пазари.

В КРАЯ НА МАРТ СЛУЖЕБНОТО ПРАВИТЕЛСТВО ТРЯБВА ДА ЗАПОЧНЕ ПРЕГОВОРИ С ЕК ЗА ПРЕДОГОВАРЯНЕ НА НАЦИОНАЛНИЯ ПЛАН ЗА ВЪЗСТАНОВЯВАНЕ И УСТОЙЧИВОСТ В ЧАСТТА „ЕНЕРГЕТИКА“

След поредица от протести, организирани от синдикалните конфедерации, в защита на въгледобивната индустрия, Народното събрание гласува правителството да бъде задължено да предоговори Националния план за възстановяване и устойчивост в частта за енергетиката и по-специално срока за намаляване на въглеродните емисии с 40% до 2025 година, спрямо нивата от 2019 година.



Аргументите в подкрепа на такова искане са солидни, но обстоятелството че опитът на България за предоговаряне на поети ангажменти по плана е прецедент, може да затрудни постигането на целта. Решението на българския парламент беше коментирано от говорителя на Европейската комисия - Веерле Нойц. Тя заяви, че след като Планът за възстановяване и устойчивост на дадена държава е бил одобрен от страните членки, промени по него могат да се искат само при изключителни случаи и когато държавата докаже, че не може да изпълни част от него

поради обективни обстоятелства. Служебният енергиен министър Росен Христов обясни, че от август миналата година в сътрудничество не само с Гърция и Румъния, а и с още пет държави от ЕС, настоящото правителство работи активно за намиране на решение, което да не включва затваряне на въглищни мощности в страната.

Събитията от 2020 година насам и най-вече избухването на военния конфликт в Украйна в началото на 2022 година рязко промениха ролята на някои конвенционални източници на енергия, каквито са въглищата. Спреният руски газ затрудни работата на основни европейски енергийни мощности, в резултат на което много страни ситуативно преосмислиха отказа си от въглищната енергетика.

Сложната ситуация се отрази благоприятно върху работата на българските въглищни централи, които в условия на енергийна криза гарантираха не само стабилността на българската електроенергийна система, но покриваха и недостига на електроенергия в региона. Не без значение са и постигнатите в сектора високи финансови резултати, в полза на българската икономика и общество.

Поетите обаче в Плана за възстановяване и устойчивост ангажменти за намаляване на емисиите на парникови газове до края на 2025 г. с 40 % спрямо нивата от 2019 г. неминуемо налагат ограничаване и дори спиране на основни енергийни мощности. С отпадането им от енергийната система се застрашава както националната, така и регионалната

енергийна сигурност, тъй като за момента не е обезпечена замяната им с други, отговарящи на критериите и целите за декарбонизация на икономиката.

От изказване на служебния заместник-министър на енергетиката Еленко Божков по време на дискусия, посветена на въглищните региони, стана ясно че до 15 март тази година страната ни трябва да представи новите цели, които да залегнат в плана, а разговорите по неговото предоговаряне се очаква да стартират след 30 март.

Министерството на енергетиката трябва да изготви обоснована позиция защо поетите ангажменти за намаляване на въглеродните емисии с 40 на сто до 2025 година е непостижима цел, както и какви мерки се предвиждат за намаляване с 55% на въглеродните емисии до 2030 г., без затваряне на въглищните ни централи, както и за постигане на пълна декарбонизация на икономиката до 2050 година.

Визията на Министерството на енергетиката предвижда ТЕЦ-овете да работят до 2030-2035 година, а синдикалните организации настояват затварянето им да се случи най-рано през 2038 година. На правителствено ниво продължава работата по изготвяне на териториалните планове за справедлив преход на регионите Стара Загора, Перник и Кюстендил. Предвижда се и създаването на държавна компания, която да управлява процеса по реструктуриране на въглищните региони.



Служебният вицепремиер по управление на европейски средства Атанас Пеканов увери, че всички други инвестиционни проекти и реформи, заложи в Националния план за възстановяване и устойчивост, извън темата за декарбонизацията, няма да бъдат засегнати от предоговарянето.

Преговорите с Европейската комисия вероятно ще бъдат съчетани с отварянето на плановете за субсидии по REPowerEU, при които страната ни ще опита да промени някои от заложените енергийни проекти, които според редица експерти имат спорна целесъобразност - проектите за парк за батерии, за геотермална електроцентрала и др. Целта е предвидените за тях средства да бъдат насочени към други проекти.

В средата на февруари със свое решение Европейският парламент одобри споразумението, постигнато със Съвета през декември, за мерките по REPowerEU в националните планове за възстановяване и устойчивост. Парите са за инвестиции в пестене на енергия, производство на чиста енергия, разнообразяване на доставките и подпомагане на домакинствата, както и за трансгранични и многонационални енергийни проекти.



България може да се възползва от финансов ресурс от 1 млрд. лв по REPowerEU. За да се гарантира усвояването на средствата, държавата трябва да депозира до 30 дни след обнародването от ЕС на новите правила за мерките по REPowerEU намеренията и проектите за финансиране. По-голямата част от средствата са от оперативните програми. Новите правила ще имат обхват със задна дата - от 1 февруари 2022 г.

„НИЕ РАЗГЛЕЖДАМЕ КОМПЛЕКСА „МАРИЦА ИЗТОК“ КАТО УНИКАЛЕН ИНДУСТРИАЛЕН ОБЕКТ С ИЗГРАДЕНА ИНФРАСТРУКТУРА И КАДРОВИ ПОТЕНЦИАЛ, КОИТО ТРЯБВА ДА СЕ РАЗВИВАТ“

Президентът на КНСБ Пламен Димитров пред списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ на ЕСО



Господин Димитров, успяхте да постигнете решение за предоговаряне на срока за затваряне на въглищните централи в България в отговор на целите на зеления преход. На синдикалните организации ли е основната заслуга за решението на НС в тази връзка или имаше консенсусно мислене сред повечето от партиите?

Синдикатите поеха трудната задача да поставят проблема в дневния ред на обществото, като обяснят, че взетите решения са рискови и не са предшествани от задълбочено обсъждане.

В тази връзка изготвихме обосновки, проведохме редица срещи и браншови съвети, а нашите структури излязоха на протест. В крайна сметка по покана на КНСБ и КТ Подкрепа на 12 януари се събраха широк кръг представители на неправителствения сектор, експерти и повечето парламентарно представени партии. Всички те заявиха подкрепа за искането да се предоговорят сроковете по Националния план за възстановяване и устойчивост, които касаят седем конкретни ТЕЦ, работещи на местни въглища.

Трябва да се отбележи, че партиите заявяваха и преди това ангажимент да работят за запазване на местния въгледобив и производство на електрическа енергия от въглищните ТЕЦ, но избягваха да се ангажират с конкретни действия.

Взетото решение от Народното събрание възложи ясна задача на Министерския съвет и ние ще следим за нейното изпълнение.

Синдикалните организации сте част от нарочно създадения Консултативен съвет за Европей-

ската зелена сделка към Министерския съвет. В неговия състав обсъждахте ли варианта на Националния план за възстановяване и устойчивост с критичния ангажимент за намаляване с 40% на въглеродните емисии до 2026 година?

Този Консултативен съвет беше създаден отново по инициатива на синдикатите, защото ние ценим високо стремежа за постигане на обществено съгласие с прякото участие на социалните партньори.

За съжаление Консултативният съвет беше свикан не преди, а след подписване на НПВУ, включващ този критичен ангажимент, но и други неизпълними ангажименти – например либерализация на пазара на електрическа енергия на едро до 2023 година и либерализация на пазара на дребно до 2025 година.

Беше направен опит да се ограничи обхватът на анализа, върху който Консултативният съвет да вземе решение за изготвяне на препоръка до Народното събрание, като за това през юли 2022 Министерският съвет взе решение да задължи Комисията по енергиен преход да анализира само сценарии, включващи ангажимента за намаляване до 2026 година с 40% на въглеродните емисии спрямо 2019 година, по отчет на данните от 2025 година. КНСБ енергично се противопостави на тези опити за административен натиск и настояваше за ясно представяне на последствията от поетия ангажимент за ускорено спиране на въглищните централи, като се съпостави със сценарий за плавен преход.

В крайна сметка анализите показаха, че ускорено спиране на централите води до необходимостта от високи разходи в мрежите и нуждата от внос на електроенергия през зимните месеци.

Има ли основания за оптимизъм за решението на ЕК в отговор на искането на страната ни за преразглеждане на Плана в частта за ангажимента за затваряне на въглищните централи и удължаване на срока до 2038 година?

Нуждата от преразглеждане на редица ангажименти по Националния план за възстановяване и устойчивост не произтича само от преоценката на ограниченията за работа на ТЕЦ на въглища, но и поради неизпълнението на голям брой други ангажименти.

Периодът за работа на въглищните централи до 2038 г. е одобрена национална позиция и обсъждането с ЕК трябва да обхваща единствено

ангажимента за намаляване на въглеродните емисии с 40% до 2026 г. от ТЕЦ. Считаме, че силно променената пазарна среда, необходимостта от намаляване на потреблението на природен газ и целта за подкрепа на местното производство са силни аргументи. Единственият аргумент от насрещната страна е, че България е подписала договор и трябва да си го изпълнява.

Ние разбираме колко важни са тези преговори и че е необходимо да се изготви и представи задълбочена позиция, която се основава на актуални данни и факти. Поради това синдикатите настояват да бъдат включени в преговорите с ЕК, защото именно ние представляваме работниците и служителите, които ще бъдат засегнати от политическите решения след 2-3 години. Считаме, че призивът за „справедлив преход“ не трябва да е само на хартия.

Искането обаче трябва да е съпроводено с предложение от страна на България за декарбонизация без затваряне на въглищните централи. Как виждате да бъде изпълнено това условие?

България се декарбонизира, дори значително по-бързо от други водещи икономики в ЕС. Страната ни преизпълни целите си до 2020 г. и анализите показват, че ние ще постигнем намаление на въглеродните емисии с 55% до 2030 година, съгласно общите цели на ЕС.

Нашата позиция е, че е необходимо време, в което планираните инвестиции за намаляване на емисиите в сектор Енергетика да бъдат реализирани. Вече се работи в това направление, но периодът до 2025 година е твърде кратък.

Какъв е Вашият коментар в отговор на гласовете, че големите разходи за емисии ще направят въглищните централи неконкурентоспособни след 2030 година. Тогава какво – отново пари на данъкоплатците за поддържане живота на ТЕЦ-те в името на запазване на работните места?

Цената на въглеродните емисии не е икономически, а политически параметър. Днес може да се прогнозира цени в широк диапазон без наличието на надеждна база за оценка. Твърде много неизвестни има към 2030 година, а както ни показаха поредицата от кризи след 2020 година, политиката трябва да се адаптира към реалностите, независимо от предишните намерения. Нека да посочим, че към 2030 г. би трябвало за емисии да плащат много по-широк кръг индустрии, включително и сградният фонд, което показва,

че високите цени ще имат значително по-дълбок ефект и следователно не са толкова сигурни.

От друга страна, възможностите за субсидиране на нашите централи стават все по-ограничени, поради което ние настояваме за инвестиции, сега, когато имаме финансов ресурс, за да се осигури възможността те да работят и след 2030 година, когато икономиката ни има нужда от тях.

Да поговорим за запазването на работните места на заетите в тази индустрия, какви са нагласите на хората, ангажирани с труда си почти през целия си професионален път във въгледобивния сектор, към преквалификация и промяна на естеството на работата им?

Основният акцент не е върху запазване на работните места, а върху осигуряване на добре платени и защитени работни места. Поради това КНСБ настояваше и вече се работи по картографиране на уменията в големите предприятия на засегнатите региони.

Считаме, че с подходящо планиране и успоредно създаване на алтернативни работни места в нови индустриални дейности, работниците и служителите ще бъдат в позицията сами да изберат по-добрата алтернатива за собственото си развитие.

Не се ли заиграва прекалено със страховете им, че ще останат без работа? Бавим ли се с приемането на конкретни действия, за да стане преходът плавен и работниците да са подготвени за новите професионални ангажименти?

Засега всички предложения за алтернативна заетост са твърде теоретични и без ясен ангажимент. Твърдението, че у нас има ниско ниво на безработица и че всеки освободен от работа лесно ще бъде нает на друго място, са несъстоятелни и неприемливи.

Ние ще се борим за създаване на алтернативи, преди да възникне нуждата от намаляване на заетите в сегашните предприятия.

Как синдикалните организации, като призвани да защитават правата на трудещите, виждат изпълнен със съдържание изразът „справедлив преход“?

За да има национална подкрепа един план за енергиен преход на въглищен регион, следва да отговаря на условията за комплексност и

хронологична обвързаност. Това се постига чрез изграждане на централизирана структура, която има за задача единно управление на дейностите по рекултивация и подготовка на подходящи терени за нови енергийни и индустриални дейности, както и чрез осигуряване на подкрепа за сега действащите основни въглищни и енергийни предприятия за осъществяване на плавен преход.

Изхождайки от горното, КНСБ предлага създаване на специализиран оператор по дейностите за рекултивация, поддържане на екологичното равновесие и подготовка на терени за нови производства, което е включено в НПВУ и териториалните планове като държавно предприятие „Конверсия на въглищни региони“.

Конкретно по отношение на комплекса „Марица изток“, ние го разглеждаме като уникален индустриален обект с изградена инфраструктура и кадрови потенциал, които трябва да се развиват, а не да се закриват.

Считаме, че всички проектни инициативи, които се обсъждат сега, следва да отговарят на цялостната концепция за използване на възможностите на комплекса „Марица изток“.

Първа стъпка за постигане на тази цел е изготвяне на общ устройствен план за цялата концесионна територия на „Мини Марица Изток“ с отчитане на етапите на освобождаване от въгледобивната дейност, включващ териториално разпределение на зони с особени хидроложки и геоложки изисквания, зони за индустриално развитие, зони за разполагане на фотоволтаични паркове, зони за аграрни и горски нужди. За всеки тип зони са определени изисквания за осигурена инфраструктура и тип рекултивационни дейности.

Отделно сме препоръчали две конкретни инициативи, които задават посока за постепенен индустриален преход.

Едната е свързана с изграждане на индустриален парк и развитие на интегрирани услуги за привличане и обслужване на сертифицирани инвестиции в областта на водородната икономика, производството на чиста енергия и развитие на производствени вериги за реализация на същите. Приоритет за тази инициатива е поставянето като водещ елемент на голям водороден проект: неговите нужди определят капацитета на мощностите за електрическа енергия, източниците за водоснабдяване, характерна логистика за транспорт и съхранение. Водородният проект обхваща не само

производствените инсталации, но и осигуряване на местни вериги на доставки на компоненти за технологичното развитие по цялата верига на добавена стойност – от производство, съхранение и дистрибуция на водород, до приложенията му, включително за индустриални, транспортни и енергийни нужди.

Другата инициатива предлага изграждане на виртуална фотоволтаична централа чрез изграждане на 100 броя фотоволтаични инсталации с капацитет 30 kWp и 500 броя фотоволтаични инсталации с капацитет 5 kWp в региона на въглищния комплекс „Марица изток“, които да бъдат разположени на покривите на частни и общински сгради в населените места в района на комплекса.

Тези две инициативи следва да се разглеждат като пилотни с оглед дългосрочното развитие на комплекса като индустриален център от регионален тип.

КНСБ изпрати писмо до Народното събрание и Министерския съвет с препоръки за подобряване на заложеното в Стратегическата визия за развитие на българската енергетика до 2053 година. Кои са Вашите ключови предложения и как тяхното изпълнение ще гарантира защита на националните ни интереси в сектора?

На този етап Стратегическата визия задава общия поглед за развитие по базови направления. Ние подкрепяме изведените направления за развитие и сме споделили виждания по теми, които е важно да бъдат развити в дълбочина и обсъдени.

Такава тема е запазването на мажоритарен държавен дял в ключова енергийна инфраструктура в рамките на предстоящите процеси на либерализация и навлизане на частни капитали, чрез което да се гарантира сигурността на доставките на електрическа енергия на поносима цена за крайните потребители.

От изключително значение е и намаляването на производството на електрическа енергия от въглища след 2030 г. да се планира така, че през 2035 г. се запазят 1 TW въглищни мощности с

възможност за производство поне до 2038 г., както е заложено в настоящия Интегриран план в областта на енергетиката и климата.

Трябва да се предвиди осигуряване на финансов ресурс за „Мини Марица Изток“ и ТЕЦ „Марица изток 2“ за осъществяване на инвестиционните намерения за мерки за значително намаляване на емисионния фактор и за намаление на оперативните разходи, чрез което да се гарантира възможността за работата им при пазарни условия след 2025 г.

Считаме, че индустриалната трансформация в комплекса „Марица изток“ трябва да бъде обвързана с дългосрочното запазване на енергийните производствени капацитети в региона.

Предлагаме развитието на АЕЦ „Козлодуй“ с нови мощности да е при условията на запазване на минимум 85% държавен дял, като дружеството следва да запази водещата си роля на нашия пазар и след 2050 г.

Призоваваме за балансиран подход при развитието на нови ВЕИ мощности, без да се дава предимство на рискови инвестиции в големи слънчеви централи, а да се осигури възможност за развитие на хидроенергийни, вятърни и мощности на биомаса.

Други теми, които трябва да бъдат обсъдени, са свързани с определящия характер на трансформацията на електропреносната мрежа спрямо новите мощности и да включва развитие на утвърдените технологии за съхранение на енергия и системно балансиране, каквито са ПАВЕЦ, и ориентиране на развитието на електроразпределителните мрежи към нуждите на крайните потребители и предизвикателствата от навлизане на нови дигитални технологии.

Стратегията следва да насърчава развитието на системите за производство на енергия за собствени нужди, енергийната ефективност, както и производството и използването на водорода за индустриални и транспортни цели.

ПРОДЪЛЖАВА РАБОТАТА ПО РЕХАБИЛИТАЦИЯТА НА КАСКАДАТА "БЕЛМЕКЕН – СЕСТРИМО – ЧАИРА" В РАМКИТЕ НА ГРАНТОВОТО СПОРАЗУМЕНИЕ НА НЕК С МЕЖДУНАРОДЕН ФОНД „КОЗЛОДУЙ“

Развитието на водните и помпено-акумулиращи водноелектрически централи заема ключово място в разработената визия за енергийна стратегия с хоризонт до 2053 година. Документът очертава важната роля на тези мощности за гарантиране балансираната работа на електроенергийната система. Нещо повече – предвижда се изграждането до 2030 година на нови ВЕИ с обща мощност от 870 MW и още 1270 MW до 2050 г.

Ясен знак в потвърждение на значимостта на тези мощности беше даден и на международно ниво в края на мината година, когато Асамблеята на донорите на Международен фонд „Козлодуй“

продължи срока на грантовото споразумение с Националната електрическа компания за завършване рехабилитацията на обектите от хидроенергийния комплекс "Белмекен-Сестримо-Чаира".

Удължаването на договора е резултат на отчетения сериозен напредък по изпълнение на проектите и ще позволи финализиране на рехабилитацията на ПАВЕЦ "Белмекен" и ВЕЦ "Сестримо", както и на допълнителното обследване на хидроагрегатите в ПАВЕЦ "Чаира" с цел възстановяване на експлоатацията им.



ПАВЕЦ Белмекен

Рехабилитацията на централите от каскадата "Белмекен-Сестримо-Чаира" ще повиши ефективната им работа и ще увеличи техния ресурс. Към момента са завършени 7 от 9 хидроагрегата. Каскадата е в пълна разполагаемост и ще продължи да изпълнява важната си роля за гарантиране на електроснабдяването в страната. С изпълнените рехабилитационни дейности е постигнато намаляване на разходите за поддръжка, както и продължителността на прекъсванията при експлоатацията.

ПАВЕЦ „Чаира“ със своите 864 MW генерираща и 788 MW помпена мощност е най-голямата централа от такъв тип в региона. Независимо от възникналата през март авария и последващото ѝ цялостно извеждане от експлоатация, НЕК продължава да работи по проект за увеличаване на мощността ѝ с изграждането към нея на още един язовир - „Яденица“. Това ще позволи централата да премине от дневен към седмичен режим на изравняване на водните обеми и възможност за работа в пълна генераторна мощност в продължение на 20 часа.



ПАВЕЦ Чаира

Близо година след тежкия инцидент в ПАВЕЦ „Чаира“ обаче остава отворен въпросът за нейното възстановяване. По думите на служебния министър Росен Христов, възникналата авария е уникална дори и в световен мащаб и липсата на каквато и да било експертиза от подобно естество затруднява намирането на решение.

В ПАВЕЦ Чаира се извършват обследвания на хидроагрегат 4 за установяване на причината за аварията, както и задълбочени анализи на хидроагрегати 2 и 3. Очаква се цялостната оценка на сформирания екип от български и международни експерти за остатъчния ресурс на съоръжението.

„ПРОЕКТЪТ ЗА УВЕЛИЧАВАНЕ ОБЕМА НА ПАВЕЦ „ЧАИРА“ С ИЗГРАЖДАНЕ НА ЯЗОВИР „ЯДЕНИЦА“ Е ОТ КЛЮЧОВО ЗНАЧЕНИЕ ЗА ГАРАНТИРАНЕ НА ЕНЕРГИЙНАТА СИГУРНОСТ НА СТРАНАТА И УСТОЙЧИВИЯ ЕНЕРГИЕН ПРЕХОД“

Разговор с инж. Мартин Георгиев - изпълнителен директор на Националната електрическа компания



Господин Георгиев, да започнем с най-горещия въпрос - какъв е напредъкът по възстановяване работата на ПАВЕЦ „Чаира“ и какви са планове за нейното разширяване?

За установяване на първопричините за инцидента се извършват паралелни анализи на всички възможни хипотези, за да сме сигурни, че няма да бъде пропуснат нито един важен детайл в тази сложна ситуация.

Най-точна и обективна информация за причините очакваме да ни даде анализът, който ще бъде извършен след демонтаж на аварийния хидроагрегат. За целта сме в процес на ангажиране на швейцарска компания с много висока и световно призната експертиза в такива разследвания. Демонтажът ще позволи да се получат подробни данни за всеки един възел от хидроагрегата, както и да се провери състоянието на всички детайли.

**ПАВЕЦ Чаира**

Получихме докладите за два от анализите – на хидроагрегат 2, извършен от консорциума изпълнител на рехабилитацията и анализа на хидроагрегат 3, изготвен от научен колектив от ТУ-София. Заключениета на анализите сочат, че има значителни слабости в статичната якост на конструкцията на спирална камера на турбината, както и умора в материала на база цикличните натоварвания в различните режими на работа, при което остатъчният полезен ресурс е ограничен.

**Машинна зала ПАВЕЦ Чаира**

В заключенията на анализа на хидроагрегат 2 се казва също, че въвеждането му в експлоатация без фундаментални допълнителни мерки с много голяма вероятност ще доведе до пълна повреда на хидроагрегата веднага или в много кратък срок. В тази връзка очакваме от консорциума да ни представи в кратки срокове предложение за допълнителна разработка за ремонт на хидроагрегатите и решение за повишаване

на надеждността им, на основа на което да се пристъпи към поетапно въвеждане в работа.

Във визията за стратегия за развитие на българската енергетика до 2053 година е заложен срок до 2030 година за завършване разширяването на помпено-акумулиращата мощност. В тази връзка на какъв етап е изпълнението на проект „Яденица“?

Проектът „Увеличаване на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ с изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“ е един от ключовите енергийни проекти не само за НЕК, но и за гарантиране на енергийната сигурност на страната и устойчивия енергиен преход.

**Язовир Чаира**

С увеличаването на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ ще се подобри възможността на централата да изпълнява ролята на резерв в електроенергийната система за период от 20 астрономически часа (при максимални 8 астрономически часа в момента), което ще гарантира сигурност в случай на аварийно отпадане на основни базови генериращи мощности, включително един блок 1 000 MWt в АЕЦ „Козлодуй“. Освен това чувствително ще се повиши капацитетът за съхранение на енергия, което е от съществено значение в контекста на увеличаващото се производство от ВЕИ.

Предприели сме стъпки за напредъка на проекта и през годината ще бъде един от основните ни приоритети.

През декември месец 2022 година асамблеята на донорите на Международен фонд „Козлодуй“ одобриха удължаване на грантовото споразумение с НЕК. Как планирате да разходвате безвъзмездните средства за изпълнение на проектите за рехабилитация на хидроенергийните производствени мощности, стопанисвани от НЕК?

Отпуснатите средства от Международен фонд „Козлодуй“ са планирани още при сключването на договорите за рехабилитация на ПАВЕЦ „Чаира“,

каскада „Белмекен-Сестримо-Момина клисура“ и ВЕЦ „Въча 1“ и са ясно разпределени.



Язовир Въча

Удължаването на срока на грантовото споразумение дава възможност за успешното завършване на рехабилитациите на ВЕЦ „Въча 1“ и каскада „Белмекен-Сестримо-Момина клисура“, както и на възможните анализи и дейности в ПАВЕЦ „Чаира“.

Достатъчен ли е производственият капацитет на стопанисваните от НЕК хидроенергийни мощности за осигуряване баланса на електроенергийната система в условията на нарастващ дял на децентрализираното производство в отговор на целите на зеления преход?

В настоящата регулаторна рамка, действаща в електроенергийния сектор на България, НЕК изпълнява и функциите на агрегатор и обществен доставчик.

Като агрегатор дружеството участва в търговете, провеждани от ЕСО, за осигуряване на резерв за регулиране на електроенергийната система. На този пазар на услуги дружеството изпълнява задълженията си относно мощностите във ВЕЦ и тези от ТЕЦ с дългосрочни договори, вменени му от правилата. Освен това при възможност участва с допълнителни количества.

В тази роля дружеството е задължено да обвързва заявките на крайните снабдители за нуждите на битови потребители. Характерно за битовото потребление е силно изразените пикови отклонения – ниско потребление през нощта и в ранния следобед, и силно изразено високо потребление вечер. Ангажиментът на НЕК е да осигури този товар, което ангажира голяма част от възможния диапазон на мощностите за регулиране. В тази ситуация НЕК осигурява задължителния резерв и при възможност оставя и допълнителни мощности за регулиране.

С развитие на пазара на електрическа енергия и евентуалното отпадане на ролята на НЕК като обществен доставчик дружеството ще може да

освободи определени мощности за допълнително участие в регулиране на електроенергийната система.

Нарастването на броя на ВЕИ производителите при прехода към нисковъглеродна енергетика е сериозно предизвикателство за балансирането не само на национално ниво, но и в общоевропейски план. Само с наличните към момента регулиращи мощности от ТЕЦ и ВЕЦ трудно ще се компенсират увеличаващите производствени мощности с променящ се товар. Намалването на участието на ТЕЦ в електроенергийния баланс допълнително ще усложни ситуацията. В тази връзка смятам, че разгръщането на възможностите за съхранение на енергия е изключително важно за успешното функциониране на електроенергийната система.

В Стратегията за развитие на българската енергетика до 2053 година е предвидено и изграждане на 2000 MW нови мощности на площадката Белене. НЕК като собственик на проекта за изграждане на нова ядрена централа в България какво планира като следващи стъпки за реализация на АЕЦ „Белене“, при решение за неговото възобновяване?

Към настоящия момент НЕК осъществява дейности по поддръжка на изградените спомагателни бази и съоръжения на площадка Белене, съхранение и преконсервация на доставеното оборудване с дълъг цикъл на производство за първи и втори блок на АЕЦ „Белене“, представляващо едрогабаритни корпусни изделия, технологични съдове и други отговорни изделия от ядрената част на енергоблоковете.

Развитието на проекта АЕЦ „Белене“ ще се случи в зависимост от заложеното в енергийната стратегия на страната за следващите години, но в дългосрочен план са необходими инвестиции в заместващи нисковъглеродни мощности с оглед на изпълнението на европейски цели за декарбонизация. В европейски и световен мащаб се наблюдава тенденция към изграждане на нови ядрени мощности. За да се гарантира стабилността на електроенергийната система, е необходимо да се постигне добър микс от различни източници и в този смисъл ядрената енергия и производството от ВЕИ биха се допълвали добре.

В средата на декември миналата година международната рейтингова агенция Standard & Poor's повиши перспективата на Национална електрическа компания на положителна, което е стъпка към повишаване на кредитния рейтинг на компанията. Каква е финансовата равностойност на НЕК за отминалата 2022 година и как сте планирали да повишите бизнес резултатите на компанията през 2023 година?

За НЕК 2022 г. е една от най-успешните в 30-годишната история на компанията. Това беше повлияно както от благоприятната пазарна ситуация, така и от доброто управление на

наличния производствен и търговски ресурс. Добрите резултати през годината даваха възможност за обслужване на всички текущи задължения, а също и за покриване на част от главниците по изтеглените кредити. Въпреки това все още имаме значителни финансови задължения, но те не са просрочени и се обслужват редовно.

Последните месеци се наблюдава понижаване и стабилизиране на цените на електроенергията, търгувана на свободния пазар в страната и в Европа. Това ще доведе до намаляване на приходите на компанията от реализираната електроенергия на свободния пазар. Допълнително въздействие върху финансовия резултат на компанията ще има и въведеният таван на приходите на производителите и на обществените доставчици. По-ниските цени на пазар „ден напред“ и на балансиращата енергия водят до ограничаване на прихода на НЕК като доставчик на услуги за регулиране на електроенергийната система. Всички тези фактори и неяснотата каква ще е регулаторната рамка след средата на 2023 година предполагат намаление на финансовия резултат на компанията. Въпреки това усилията ни са насочени към оптимизиране на покупките и продажбите на електроенергия и поддържане на хидротехническите съоръжения в експлоатационна готовност.

В областта на търговията се стремим да се развиваме като иновативна и конкурентна компания, с внедряването на нови и прилагането на утвърдени добри търговски практики, като балансиране на продажбите на дългосрочна и краткосрочна база, финансово хеджиране на разходите за въглеродни емисии по дългосрочните договори, активно използване на възможностите на пазара „в рамките на деня“. За целта създадохме анализаторски отдел, който да следи тенденциите на пазарите.



Вече стана ясно в хода на разговора ни, че НЕК със своите производствени мощности участва и на свободния пазар на електроенергия. С какъв дял от произведената от компанията електроенергия се включват в либерализирания пазар?

НЕК е активен участник на свободния пазар, като предлага енергия за продажба и на трите активни платформи на Българската независима енергийна борса. През 2022 година сме участвали на тези пазари с 40 % от общото ни собственото производство на електроенергия. С отразяването на количествата, произведени по двата дългосрочни договора, управлявани от НЕК, сумарно реализираната електроенергия на свободния пазар е 31 % към общо произведената от трите източника.

Към момента все още няма официално публикувани данни за реализираната енергия на свободен пазар в страната през 2022 г., за да се види делът на участието на НЕК.

Каква е визията Ви за развитие на компанията след пълната либерализация на пазара на електроенергия, когато ще отпадне функцията на НЕК като обществен доставчик на електроенергия за регулирания пазар?

След осъществяването на либерализацията на пазара и отпадането на функцията на обществен доставчик НЕК ще се фокусира върху дейностите по съхранение и производство на енергия от ВЕЦ, експлоатация на стопанисваните язовири, оптимално търговско управление на закупената и произведена електрическа енергия и осъществяването на инвестиционните планове, свързани с водноелектрическите и хидротехническите съоръжения на компанията. В допълнение, компанията развива стратегия за разширяване на производственото си портфолио както с рехабилитации и изграждане на нови ВЕЦ и ПАВЕЦ, така и с изграждането на фотоволтаични централи. Освен оползотворяване на покривните пространства на сградния фонд за изграждане на ФЕЦ, включително и прилежащи терени, НЕК разработва стратегия и за оползотворяване на огромните водни площи, които предлагат нашите язовири.

АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“ ПОСТИГНА ИСТОРИЧЕСКИ НАПРЕДЪК В ДИВЕРСИФИКАЦИЯТА НА ДОСТАВКИТЕ НА СВЕЖО ЯДРЕНО ГОРИВО С ПОДПИСВАНЕТО НА ДВЕ КЛЮЧОВИ СПОРАЗУМЕНИЯ

Ядрената енергия, макар и „под условие“ призната от ЕК като зелен източник, е основен енергиен ресурс за България. За запазване на ключовата ѝ роля за гарантиране енергийната сигурност на страната служебното правителство предприе поредица от действия. С конкретни стъпки се обезпечи надеждната работата на 5 и 6 блок на „АЕЦ Козлодуй“, а във визията за енергийна стратегия на България се заложи изграждането през следващите години на нови ядрени мощности от общо 4000 MW.

Важен аспект от развитието на ядрената енергетика у нас е следването на политиката на Евратом за диверсификация на доставките на ядрено гориво, базирана на Европейската стратегия за енергийна сигурност. В съответствие с тази политика са предприетите от служебното правителство действия за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво за АЕЦ „Козлодуй“. След поредица от разговори с всички потенциални доставчици в края на миналата година бяха подписани две ключови споразумения за доставки на свежо ядрено гориво - с Уестингхаус Електрик за пети блок и с Фраматом за 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“.

Служебният министър Росен Христов подчерта, че договорите с двете най-големи международни компании в Европа завършват процеса по диверсификация на доставките за българската ядрена централа и гарантират нейната надеждна работа през следващите 10 години.



Договорът с Уестингхаус Електрик, Швеция за производство и доставка на касети със свежо ядрено гориво за пети блок на АЕЦ „Козлодуй“ предвижда и безплатно внедряване на система за вътрешнореакторен контрол.

„Положихме много усилия, за да осигурим безопасното внедряване на новото ядрено гориво без прекъсване на работния процес на централата“, каза министърът на енергетиката Росен Христов при подписването на споразумението с Уестингхаус Електрик.

Непосредствено преди края на 2022 година споразумение с регламентиран график за преговори и сключване на договор за доставка на свежо ядрено гориво за 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“ беше подписано с френската компания Фраматом.

Фраматом произвежда касети със свежо ядрено гориво, които са аналог на касетите, използвани в шести блок на ядрената ни централа. Горивните касети на Фраматом ще се произвеждат в заводи

в Европа. АЕЦ „Козлодуй“ ще сключи договор с Фраматом за до 12 презарядки в периода 2025 - 2034 г.



Изпълнителният директор на АЕЦ „Козлодуй“ Георги Кирков увери, че ще бъдат положени максимални усилия подписаното споразумение

да бъде увенчано със сключване на окончателен договор за доставка на свежо ядрено гориво за 6 блок на българската ядрена централа.



СЪСТОЯНИЕ И ГОТОВНОСТ НА МАЛКИТЕ МОДУЛНИ РЕАКТОРИ ЗА ВКЛЮЧВАНЕ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР НА ЮГОИЗТОЧНА ЕВРОПА

Статия на Антон Иванов-Български енергиен и минен форум

В началото на 2023 година в София под домакинството на Българския енергиен и минен форум се проведе международна конференция, на която беше направена панорама на опита в страните от Югоизточна Европа в използването на малките модулни реактори. Следващата статия е своеобразен обзор на представените на форума проекти и споделените практическите ползи от тяхното приложение.

В текущата икономическа среда на множество застъпващи се кризи ядрената енергия се разглежда като надежден източник на чиста енергия и все повече се отчита при планиране на нисковъглеродния енергиен преход. В предложението от Европейската комисия Допълнителен делегиран акт за климата по Регламента за таксономията, отнасящ се до смекчаването на изменението на климата, беше обхваната и ядрената енергия, което е важна стъпка за насочване на частните инвестиции към дейностите, които са нужни за постигане на климатична неутралност.

Ядрената енергия остава важен енергиен източник, като в Европейския съюз тя осигурява 10-15% от производството на електрическа енергия. Запазването на устойчив дял на производство от ядрени блокове в Европа и САЩ се постига основно чрез реализация на програми за удължаване на срока на тяхната експлоатация до 60 години. Както в Европа, така и в САЩ новите проекти са базирани все още на реактори с висока единична мощност от над 1 000 MW, но тенденцията за удължаване на сроковете за реализация и увеличаване на бюджетите на проектите ограничава ръста на нови ядрени капацитети в мрежата.

Успоредно с усилията за поддържане на съществуващите мощности вече се отчита засиленият интерес към интензивно развитие на нови ядрени технологии, за да се отговори на повишените изисквания за безопасност, но и за да бъдат адаптирани към новите пазарни условия за работа при висок дял на ВЕИ в енергийния микс. Този интерес се подхранва от постиженията в областта на малките и средни или модулни реактори (ММР), като опция за задоволяване на необходимостта от гъвкаво производство на електроенергия за по-широк кръг потребители и приложения.

Тези модели, които в момента са в процес на разработка, се считат за по-безопасни и по-ефективни, тъй като могат да се произвеждат в заводски условия, което позволява много по-висока степен на индустриална стандартизация и икономии от мащаба при голям брой произведени единици.

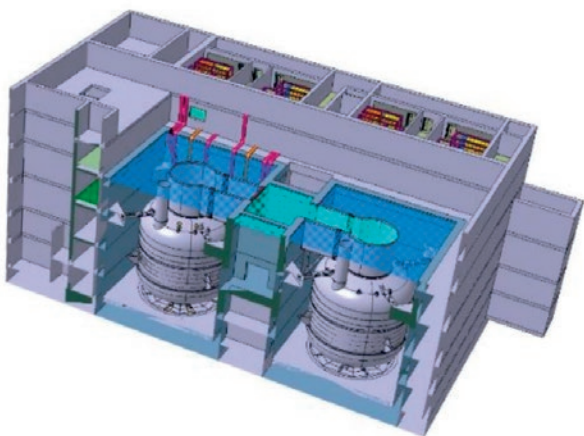
Малките модулни реактори могат да се разгръщат като единични или многомодулни инсталации и предлагат възможност за комбиниране на ядрени с алтернативни източници на енергия, включително възобновяеми енергийни източници. Глобалният интерес към малките модулни реактори се увеличава поради способността им да отговорят на нуждата от гъвкаво производство на електроенергия, но и поради по-добрата възможност да заменят електроцентрали, работещи с изкопаеми горива. Те също така показват, чрез присъщи пасивни функции, подобрени показатели за безопасност, предлагат по-добра достъпност до финансиране, поради по-ниските капиталови разходи и са подходящи за когенерация и неелектрически приложения.

В световен мащаб се работи върху над 50 концепции и проекти за малки модулни реактори. Повечето от тях са в различни етапи на развитие и за някои се твърди, че могат да бъдат разгърнати в краткосрочен план. Понастоящем има четири малки модулни реактора в напреднал етап на изграждане в Аржентина, Китай и Русия, но в голям брой държави се провеждат активни изследвания и разработки за реализация на първи пилотни проекти.

В средата на месец януари тази година Българският енергиен и минен форум организира конференция, която насочи обсъжданията си към състоянието и готовността за реализация на малките модулни реактори. На конференцията беше представена информация за напредъка по шест проекта за малки модулни реактори и бяха коментирани предизвикателствата пред включването им в националните планове за развитие у нас.

Голямата част от представените проекти бяха от типа на водо-водните реактори, но бяха представени и други технологични типове.

Френският енергиен гигант EDF се обърна към проектите за MMP едва в последните години, но благодарение на широкия си опит в изграждане и експлоатация на големи ядрени блокове, компанията с бързи стъпки върви към развитието на собствен прототип - NUWARDTM. Това е водо-воден реактор с мощност 340 MW, който проектно интегрира два блока от по 170 MW. Очаква се изграждането на първия прототип да започне към 2030 година.

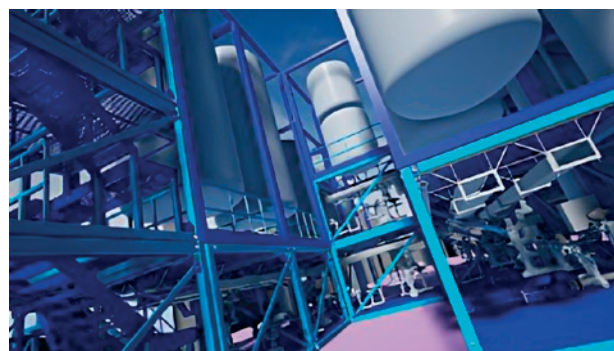


Фигура 1 - Проект на EDF - NUWARDTM

Френската компания EDF сподели интересния си опит от съставяне на международна работна група по преглед на идейния проект с участие на

експерти от три европейски регулаторни органа: ASN (Франция), SUJB (Чехия) и STUK (Финландия). По този начин на ранен етап могат да се определят критичните за проекта въпроси, но и се спомага за развитие на специфичната експертиза на ядрените регулатори в областта на проектите с малки модулни реактори.

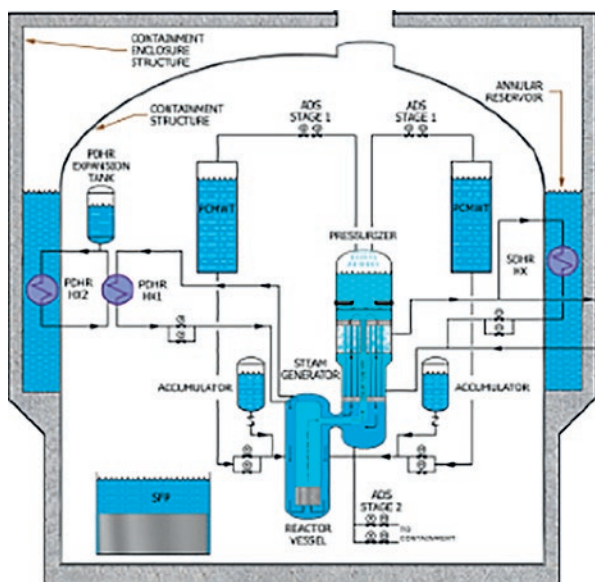
Прототипът на Rolls Royce стъпва на опита на компанията по производство на реактори за подводници и е водо-воден реактор с мощност 470 MW.



Фигура 2 - Проект на MMP на Rolls Royce

Интересното при тази концепция е, че всички основни модули са стандартизирани за производство в заводски условия и за транспортиране в постоянни транспортни рамки, които служат после за монтаж и укрепване на оборудването. Компанията вече е в процес на договаряне с производители от различни европейски страни за комплектоване на веригата на стандартизирани доставки. Очакванията са, че към 2030 година ще се пристъпи към изграждане на първи прототип.

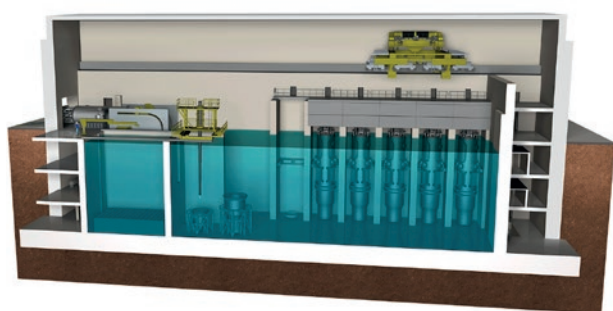
Прототипът на Holtec е за мощност 160 MW и е в процес на двустъпкова лицензионна процедура пред ядрения регулатор на САЩ (NRC). Компанията очаква да получи лиценз за строителство на първия си проект в Ню Джърси, САЩ към 2024 година и да завърши изграждането му в периода 2029-2030 година.



Фигура 3 - Проект на MMP на Holtec

Компанията Holtec има дългогодишен опит при изработка на тежко оборудване, управление на отработило ядрено гориво и извеждане на ядрени блокове от експлоатация. С проекта SMR-160 компанията разширява своето портфолио в областта на ядрената енергетика.

Компанията NuScale има подписан меморандум за сътрудничество с АЕЦ „Козлодуй“ и е в напреднала фаза по лицензиране на своя прототип VOYGRM-12, който е типичен модулен реактор с възможност за разполагане на 4 до 12 реактора в една сграда. Единичната мощност на водо-водния реактор е 50 MW. Компанията е с планове за разработване на реактор с мощност 77 MW.



Фигура 4 - MMP VOYGRM-12 на NuScale

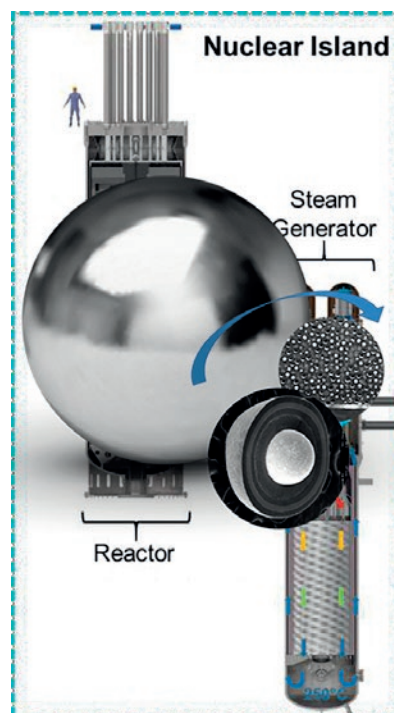
През януари 2023 година ядрената регулаторна комисия на САЩ - NRC сертифицира проекта за VOYGRM-12 и компанията се надява това да бъде първият малък модулен ядрен реактор в САЩ. Решението на американския ядрен регулатор да одобри проекта показва, че той е приемлив за приложение и при планиране на строителство

и експлоатация всеки инвеститор може да бъде уверен, че няма да бъде оспорван в съда по време на лицензионния процес.

Компанията NuScale планира реализацията на първия проект да бъде в щата Юта, САЩ, на площадка на Idaho National Laboratory. Проектът се реализира заедно с Utah Associated Municipal Power Systems и се очаква да заработи до 2029 г.

Това е седмият ядрен реактор, одобрен за използване в Съединените щати. Останалите са за традиционни, големи, леководни реактори. През последните 10 години Министерството на енергетиката на САЩ е предоставило повече от 600 милиона долара, за да подпомогне проектирането и лицензирането на малки модулни реактори.

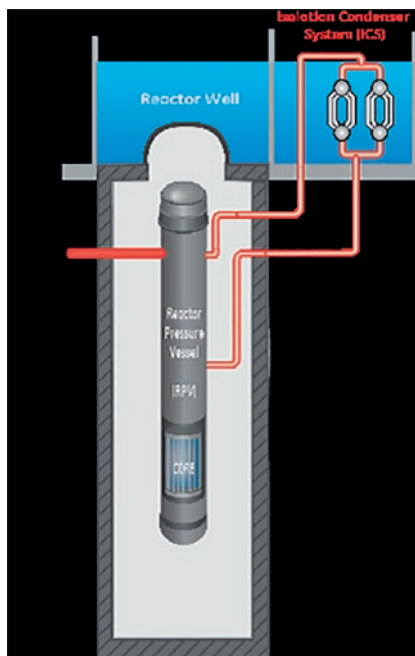
Друга технология на малък модулен реактор, представена от компанията X-Energy, е на високо-температурен газоохладяем реактор с гориво TRISO-X с графитна обвивка.



Фигура 5 - MMP на компанията X-Energy

Поради работата с високи температури на топлоносителя този тип технологии са интересни не само за производство на електрическа енергия, но и с възможностите за приложение в индустриални процеси в добивната и преработвателна промишленост, но и за производство на водород. И в този случай концепцията е за модулно изпълнение на реактори с мощност 80 MW, които да се комплектоват по четири на една площадка. Компанията работи интензивно за реализация в САЩ, но търси партньорства и в Европа.

Прототипът BWRX 300 е типичен кипящ реактор с мощност 300 MW, разработен на база на производствения опит на компанията GE-Hitachi с големите реактори от този тип, които са лицензирани в САЩ и други страни. Прототипът е в процес на лицензиране в САЩ и Канада и се планира да бъде изграден към 2028 година.



Фигура 6 – MMP BWRX 300 на GE-Hitachi

От компанията демонстрираха план за изграждане за 38 месеца на ядрена централа с такъв блок с прилагане на фирмения опит от реализацията на големи ядрени блокове в Япония.

Българският поглед по темата представи Булатом като посочи, че малките модулни реактори и „големите“, „конвенционални“ АЕЦ поколение III/III+ не бива да бъдат противопоставяни, така както не са противопоставяни в Чехия, Румъния, Полша. Тези три държави имат значително по-ак-

тивна позиция по привличане на партньори при разработване на ранен етап на прототипи на малки модулни реактори.

Според Булатом запазването на енергийната ни сигурност и на експортния потенциал на България в условията на устойчиво нискоемисионно развитие изискват развитие и на двата технологични раздела. Представителите на форума изтъкнаха, че държавата трябва ясно да определи пряката си роля при реализацията на конвенционалните АЕЦ и да осигури условия на частния сектор за изграждането на малки модулни реактори.

В рамките на дискусията на представените проекти се включиха български и чуждестранни експерти с коментари на широк кръг инженерни въпроси, свързани с безопасността. Стана ясно, че българската инженерна общност по-лесно възприема вече утвърдената у нас технология с използване на водо-водни реактори, но има остра необходимост от навлизане в детайлите на термо-хидравличните процеси и физиката на всяка конкретна проектна разработка. На този етап такова развитие на инженерен капацитет е възможен само при сътрудничество с компаниите-разработчици.

Ключов доклад представи Българският ядрен регулатор – АЯР с посочване на предприеманите стъпки за анализ на особенностите на този тип проекти и нуждата от адаптация на националната регулаторна рамка. АЯР участва в международните инициативи под егидата на МААЕ и насочва ресурси за изучаване на конкретни проектни въпроси, свързани с малките модулни реактори.

На финала трябва да се отбележи, че извън представените прототипи, основани на технологиите с водо-водни реактори, процесът по лицензиране на малки модулни реактори може съществено да се различава, както по продължителност, така и по необходимата експертиза.

БЪЛГАРИЯ СЕ ПРЕВРЪЩА В КЛЮЧОВ ФАКТОР В ДОСТАВКИТЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ ЗА ЦЕНТРАЛНА И ИЗТОЧНА ЕВРОПА

Сложната геополитическа обстановка с енергийните доставки в Европа през 2022 година беше до голяма степен превъзможната благодарение на прагматичната и последователна политика на европейските лидери, в това число и на българското служебно правителство. В края на вече отминаващата зима започват да се прокрадват притеснения за сигурността на доставките на синьо гориво през следващия зимен сезон. Международната агенция по енергетика предупреди

за евентуални затруднения при попълването на газовите запаси през 2023 година и призова за спешни превантивни действия. Според нейните прогнози през следващата зима в усложнени климатични условия, напълно прекратени руски доставки и все по-мощни доставки на втечен природен газ за китайската икономика, недостигът на природен газ за европейските страни може да достигне до 60 млрд. куб. м.



Очаква се до края на март месец да бъде обявен първият търг по една от одобрените европейски мерки за съвместни покупки на синьо гориво от ЕС. Председателят на ЕК Урсула фон дер Лайен заяви, че сега е моментът този механизъм да бъде задействан и всяко забавяне би довело до сериозни последици.

Паралелно с европейските мерки у нас бяха стартирани поредицата от инициативи за повишаване на енергийната ни сигурност в дългосрочен план.

По време на деветата министерска среща на Консултативния съвет на Южния газов коридор в Баку, Азербайджан българският служебен министър на

енергетиката Росен Христов определи синьото гориво като преходно, което заедно с ядрената енергия трябва да се ползва с приоритет до пълната декарбонизация на континента през 2050 година. Българският енергиен министър очерта инвестициите в развитието на газовата инфраструктура като инвестиции в зеленото бъдеще на Европа. Той посочи, че в перспектива тя успешно може да бъде преобразувана за транспортиране на чист водород.



Българският газов оператор „Булгартрансгаз“ вече проучва възможността и необходимите инвестиции за безопасна експлоатация на конкретни участъци от преносната си мрежа за транспортиране на природен газ с различна концентрация на водородно съдържание.

Президентът на Азербайджан Илхам Алиев запозна участниците в срещата на Консултативния съвет на Южния газов коридор с разработвания проект за изграждане на кабел по дъното на Черно море за доставката на зелена електроенергия за Европа и призова държавите от съвета да се включат в неговата реализация.

Началото на 2023 година беше белязано от още редица събития, насочени към диверсификация на газовите доставки. На първи февруари президентите на България и Сърбия – Румен Радев и Александър Вучич поставиха официален старт на строителството на българо-сръбската газова връзка, която трябва да бъде завършена до края на годината. Газопроводът е с обща дължина от 170 км и капацитет от 1,8 млрд. куб. м. С реализацията на междусистемната газова връзка България ще си осигури разширен достъп до европейските газови пазари.



Поредна стъпка към диверсификацията на енергийните доставки за страната и региона беше направена на 16 февруари в гръцката столица Атина с подписания меморандум за сътрудничество между България и Гърция за проучване на възможността за изграждане на петролопровода от Александрополис до Бургас.



Проектът датира от началото на 90-те години на миналия век. При възраждането му сега той е със сменена посока – от Александрополис към Бургас. Българският президент Румен Радев изтъкна, че изграждането на петролопровода ще осигури реална диверсификация и алтернативни доставки на нефт за най-голямата рафинерия на Балканите, както и за региона на Черно море, а енергийният министър Росен Христов добави, че достъпът до пристанището в Александрополис означава достъп на страната ни до световния петролен пазар.

В началото на тази година беше подписан още един ключов документ – споразумение между българския газов доставчик Булгаргаз и турската държавна енергийна компания Боташ, което осигурява на страната ни достъп до газопреносната инфраструктура и терминалите за втечнен природен газ на южната ни съседка. Контрактът предвижда възможност за трансфер между Турция и България на 1,5 млрд. куб. м газ годишно за срок от 15 години.



След март месец България ще има възможност да разтоварва на новия терминал в Турция предварително договорени от българска или закупени през турска страна танкери с втечнен природен газ, което на практика осигурява пълна независимост от руския природен газ. До този момент доставките се осъществяваха само през Гърция.

В края на 2022 година бяха предприети конкретни стъпки и за разширяване на българското газово хранилище „Чирен“. Проектът на обща стойност 600 млн. лв. трябва да бъде финализиран до 2025 година. Проучванията за разширяване на съоръжението датират от повече от 10 години. В края на януари тази година вече се пристъпи към неговата реална реализация с подписването на договор между българския газов преносен оператор „Булгартрансгаз“ и ДЗЗД „Тех Енерджи Експанжън“. С цялостната реализация на проекта почти двойно ще бъде увеличен работният капацитет и капацитетът му за съхранение, както и обемът му – от сегашните 500-550 хил. куб. м.

до 1 млн. куб. м., който покрива половината от зимното потребление в страната.



Българското газово хранилище „Чирен“ беше нагнетено в навечерието на тази зима в препоръчителния от ЕС обем, но с природен газ на изключително високи цени. Това към днешна дата поставя пред сериозен проблем обществения доставчик „Булгаргаз“ и частните търговци на синьото гориво у нас. Реализацията на тези количества е силно затруднена от една страна поради по-малкото търсене, резултат от топлата зима, а от друга – трайната тенденция за понижаване на цените на газовите борси в Европа.

В края на месец януари Асоциацията на търговците и производителите на природен газ и водород алармираха за проблема и призоваха за спешно изготвяне на механизъм за финансова помощ. Служебният енергиен министър Росен Христов проведе среща с представители на Асоциацията, на която изрази притесненията си, че извеждането на нагнетените количества природен газ от хранилището и пускането им на пазара ще доведе до увеличаване на цената за крайните потребители, макар че задържането им също е проблем. На срещата между министъра на енергетиката Росен Христов и представители на АТППГВ се реши да бъде сформирана работна група, която да изготви програма за компенсации и да я съгласува с Европейската комисия.



ПУСКАНЕТО В ЕКСПЛОАТАЦИЯ НА ГАЗОВАТА ВРЪЗКА С ГЪРЦИЯ Е ОТ ИЗКЛЮЧИТЕЛНА ВАЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯТА НА ДОСТАВКИТЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ И ТЕПЪРВА ЩЕ ДОВЕДЕ ДО ПОНИЖАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ В БЪЛГАРИЯ

Разговор с Веселин Тодоров - председател на Управителния съвет на Асоциацията на търговците и производителите на природен газ и водород



Уважаеми г-н Тодоров, как военният конфликт в Украйна прекрои газовата карта на Европа?

Коренно! Една година по-късно можем да видим ясно последствията от войната. Ако допреди нея Руската Федерация държеше средно около 40% от пазара на природен газ в Европейския съюз, то сега процентът е едноцифрен. Това се дължи пряко на преустановяване на доставките през Северен Поток 1, който по-късно беше и взривен, и почти нищожния пренос през Украйна. Единствено през Турски поток продължават да се доставят количества, които преминават и през България, до страни като Гърция, Сърбия и Унгария.

За много кратко време видяхме взимане на решения за изграждане и дори самото изграждане на терминали за регазификация на втечнен природен газ, които преди отнемаха години. Явно в ЕС е нужно да се случи някаква криза, за да забравим поне за миг бюрократщината и да преминем на „бърз“ режим.

Природният газ, който руснаците доставяха, само за една година беше заменен с втечнен природен газ от глобалния пазар. САЩ и страните от Залива пренасочиха част от картата си от Азия към Стария континент за много кратко време, но това имаше своята цена.

През летния период на 2022 г. видяхме изключително високи ценови нива на синьото гориво. За сравнение, през септември цената в България беше около 350 лв./MWh, а сега е на нива от около 110-120 лв.

Това се дължи на страховете, че ще има недостиг на природен газ през зимния период на 2022-2023 г. Дори беше приет Регламент от Европейския парламент за задължително запълване на газохранилищата до минимум 80% от техния капацитет до началото на ноември. Е, недостиг нямаше, за което до голяма степен е и късметът, който имаме с изключително меката зима. Но пък се изправяме пред друг проблем – буквално в момента всички газохранилища в Европа са пълни с изключително скъп газ, който никой не иска да добива, тъй като цените на спот пазара са 1,5-2 пъти по-евтини. Това създава условия за блокиране на тези така важни съоръжения. И тук за пример мога да дам ПГХ Чирен. Към 1-ви март то ще бъде запълнено към 75% от своя капацитет, а през миналата година по това време там е имало едва само 20%. Европейската Комисия вече трябва да е наясно с този проблем и се надявам скоро да има решение за него под формата на компенсация за всички по веригата, които съвместно изпълниха „нарежданията“ на Брюксел за изпълнение на Регламента. Иначе ни чака друг вид криза – ликвидна.

Този проблем има и пряко отражение в България, тъй като и Булгаргаз е нагнетявал газ при изключително високи цени, а сега трябва да го добива. Този газ влиза в микса с евтиния азерски газ и в крайна сметка имаме по-висока регулираната цена с около 15-20 лв./MWh, отколкото са спот цените.

Успяха ли, според Вас, страните от ЕС солидарно да се справят с осигуряването на необходимите им количества синьо гориво за настоящия период?

Солидарно, не бих казал. Поне за страните членки от Югоизточна Европа. Тук трябваше да се оправяме сами. Терминът „Европа на две скорости“ доказва своето значение. Дори в Западна Европа да е имало някакъв вид солидарност, то при нас важеше принципът всеки за себе си. Солидарно всички ще страдаме от проблема, който описах по-рано по отношение на газохранилищата, защото той е породен от политически решения, а не от пазарно-икономическа логика.

Въпреки това, в момента тече инициатива за създаване на обща платформа на ЕС за закупуване на природен газ. Очакванията са за това, че ако всички се наблъскаме заедно в тази „платформа“, то бихме получавали по-добри условия предвид икономии от мащаба, които биха се получили. Като цяло съм скептичен по отношение на подобен вид инициативи, тъй като те по-скоро биха задушили конкуренцията, отколкото да доведат до положителен край. Но да видим, дано да греша.

Как военният конфликт в Украйна повлия на потреблението на газ в България година по-късно?

При всички положения потреблението се сви. Към днешна дата все още чакаме окончателни данни за консумацията, но не очаквам разликата да е чак толкова грандиозна. В Европа също се сви, може би доста повече, отколкото тук. Все пак в Централна и Западна Европа страните от ЕС предприеха и мерки за намаляване на консумацията, предвид риска от недостиги. Но както казах и по-рано, тази зима се отличи с изключителната си „мекост“, което ще даде също отражение, а това няма никаква връзка с войната в Украйна.

Как се промени българският газов пазар през изминалата една година?

О, беше изключително динамичен. На моменти дори плашещо динамичен. Спокойно мога да кажа, че имам няколко бели косъма повече на главата.

Преминахме през периоди, в които не бяхме сигурно дали ще има газ. Все пак руснаците ни „въртнаха кранчето“. В началото на 2022 г. цените на Газов Хъб Балкан бяха от порядъка на 140-150 лв./MWh, през лятото рекорд след рекорд се чупеше, като през септември дори стигнаха 400 лв., в края на годината отново спаднаха до 170 лв./MWh. Сами разбирате тази волатилност колко е напегнала пазара в България. Трябваше спешно да пълним хранилището. В рамките на ден имаше изменение на цените от по 30-40%, спрямо предишния ден.

Като цяло, пазарът на природен газ в България не е имал спокойна година. От началото на либерализацията (която аз отъждествявам с отварянето на газовата борса през януари 2020 г.), първо ни сполетя ковид кризата, през следващата година

наблюдавахме постковид кризата, а през миналата, началото на войната в Украйна. С колегите вече се шегуваме какво ли ще ни чака през 2023 г.

Всичко това доведе след себе си едно изключително динамично, напрегащо, но и интересно по своята същност развитие на пазара. Важното в случая е, че ние, търговците на природен газ натрупахме много опит покрай всички тези преждия, които преживяхме.

Имате ли информация колко са лицензираните търговци на газ, които функционират в България?

По данни на Комисията за енергийно и водно регулиране към началото на март има над 80 лицензирани търговци. Това е значителна бройка, предвид не толкова големия ни и развит пазар. Не трябва да забравяме, обаче, че България се намира на кръстопътя на газовите потоци, идващи и от Гърция, и от Турция и Азербайджан. По-скоро част от тези търговци ще използват лицензиите си само за пренос през страната ни, а не за активна търговия. В подкрепата на тази теза е и това, че на Газов Хъб Балкан към днешна дата са регистрирани 66 участника, от които може би едва половината са активни на борсата.

Как оценявате усилията на управляващите и постигнатото за осигуряване на доставките на природен газ за България?

Много добър въпрос! Тук не мога да дам еднозначен отговор, тъй като през миналата година се смениха на няколко пъти ръководствата както в Министерство на енергетиката, така и на Булгаргаз. Всяко едно от тях действаше по-различен начин. Затова и поставяне на генерална оценка би било грешка.

Знаете, че и в момента текат разследвания по отношение на това доколко адекватни са били действията на част от тях, след спиране на доставките от Руската Федерация.

Ако погледнем чисто търговски на нещата, то на мен ми се иска действията на управляващите да бяха по-бързи, по-прозрачни, малко по-адекватни. Искане ми се, когато сме изправени пред такива кризи да бъде търсен повече и бизнесът. И ние има какво да дадем като експертиза, пък и възможностите се увеличават многократно.

За съжаление, заради политически популизъм, понятието „търговец“ беше заменено с „посредник“

и се превърна в много мръсна дума. А търговците могат само да помагат. Та, нали затова живеем и във времена на пазарна икономика, а не на планова? Ако беше обратното, вероятно сега нямаше да имам възможност и дам това интервю.

Как пускането в търговска експлоатация на газова връзка с Гърция се отрази на ценовите равнища на българския газов пазар?

С пускането на газовата връзка вече в пълен обем получаваме договорения по дългосрочен договор природен газ от Азербайджан. Това са около 3 млн. м³ на ден, като тяхното ценообразуване е 100% нефтено индексирано. Или с други думи, при изключително високите цени на газовите борси в Западна Европа, то петролът стоеше сравнително стабилно, а оттам и доставките от азерите са на изключително ниска цена. Това доведе и до по-ниски цени на газа през четвъртото тримесечие на 2022 г. Разбира се, ако борсовата стойност на синьото гориво продължи да пада до нива от под 20-30 долара за MWh, то единият механизъм ще се изравни с другия в ценовото си изражение.

От началото на годината не можем да усетим в пълнота ефекта от по-ниската цена на азерския газ, тъй като в микса на Булгаргаз влизат и скъпите количества от Чирен, за които по-рано говорих, и така едното компенсира другото.

От друга гледна точка, интерконекторът е изключително важен за диверсификацията на източниците, тъй като той ще има връзка с бъдещия терминал за регазификация на втечнен природен газ в Александруполис, Гърция. Това допълнително ще увеличи конкуренцията, което неминуемо ще доведе и до по-ниски цени на пазара в България.

Каква развръзка очаквате по договора на „Булгаргаз“ с „Газпром“, който изтече в края на 2022 година без да бъдат доставени договорените количества по него?

Без да съм юрист, смятам, че когато едната страна по даден договор еднозначно промени клаузи от същия, то другата страна има право да се откаже от него. Не знам всички параметри на договора между Булгаргаз и Газпром, но ако няма нещо специфично, то не би следвало да има санкции за неприети количества, тъй като руската страна първа не е спазила договора си. Дело, разбира се, ще има, но мисля, че ние сме от по-благоприятната страна по този казус.

В края на миналата година беше прекратена Програмата за освобождаване на газ през борсата. Как според Вас това ще се отрази върху газовия пазар в България и участниците в него?

Това е едно от най-лошите решения на българския законодател. С Програмата се даваше важен достъп до количества природен газ, които никой обикновен търговец не може да има иначе. Практика е определени държави да сключват договори само на правителствено ниво, като Азербайджан, например. Чрез програмата, ние търговците на газ имаме достъп до тези количества, които влизат в микса на Булгаргаз. Тоест, имаме възможност и ние да се възползваме до ценовото предимство, което дава този договор с тях. А сега не е така.

Не само, че не е така, но и със спирането на Програмата, монополната структура на самия газов пазар става все по-монолитна.

С две думи – развалиха така или иначе бавно развиващия се пазар.

Защо, обаче, се случи така? Отново отговорът се крие в политическия популизъм. Незнайно защо, законодателят в един глас с КЕВР, решиха, че Програмата е онова зло, което пречи на Булгаргаз да има евтини цени. А, отговорът може да се крие и в това, че просто която и да е власт не иска да има либерализиран пазар, защото с господстващото положение на Обществения доставчик се запазва контролът над социалната функция, която се осъществява чрез цената на синьото гориво.

Чрез премахването на Програмата което и да е било правителство може да си гарантира един лост за получаване на доверие, а и заради това самата поправка в закона беше подкрепена с такова единодушие.

Когато връщаш един пазар в първи клас, винаги ще има дефицит на средства и на доверие в институциите.

Надявам се в следващия Парламент да има повече воля за либерализирането на пазара на природен газ, защото от това може само да се спечели. И, разбира се, Програмата да бъде възстановена.

Дори мога да стигна по-далеч – ако има достатъчно политическа воля, може да се структурира такъв

пазар на природен газ, при който няма регулирана цена и при който Булгаргаз не продава на крайни клиенти, а предлага всичките си количества чрез търгове. Функцията на Обществения доставчик трябва да бъде единствено и само като доставчик от последна инстанция. Необходимо и жизнено важно е пазарните принципи да работят. Тогава ще има реална конкуренция и множество на брой участници, чието поведение ще води и до по-ниски цени. За това обаче трябва воля и бързи решения, за да не се задуши напълно пазарът, който в момента и без другото е поставен в състояние на командно дишане.

Каква е Вашата визия за бъдещето развитие на водородните технологии и тяхното широко приложение у нас с оглед на новите перспективи за беземисионна енергетика?

Вярвам, че водородните технологии са бъдещето и след време този вид гориво ще се транспортира и доставя по инфраструктурата, която в момента се използва за природен газ. Разликата е в това, че с течение на времето, ако се научим да оптимизираме разходите за неговото производство, това гориво ще направи всяка една държава относително независима. Трябва да се вложат усилия в развитието на законовата рамка за този вид технологии, както и за разработване на стратегия, която дава времеви хоризонт за тяхното разгръщане. Фокусът трябва да е насочен към т.нар. зелен водород, произвеждан от енергията, генерирана от възобновяеми източници. В момента има огромно количество подали заявления в ЕСО за присъединяване към мрежата на новоизграждащи се фотоволтаични централи. Представете си ако една трета от тези инсталации се изградят и започнат да произвеждат т. нар. пикова енергия по едно и също време как това ще се отрази на мрежата от една страна и от друга каква ще е продажната цена на тази енергия. Всички сме виждали цени със знак минус и то за продължително време. Вместо тази енергия да се „изхвърля“ по - разумно е да бъде използвана за производство на водород, като така не само я съхраняваме, но и използваме когато ние решим, че е пазарно разумно. Но за да се случи всичко това и за да се насърчат инвестиции в тази посока, както и по-горе споменах, този вид технология трябва да получи подкрепа от различен вид финансови инструменти, както и от поощрението на регулаторната рамка.

ПИЛОТНА ПРОГРАМА ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ВОДОРОДНИ ЗАРЯДНИ СТАНЦИИ ЗА ТЕЖКОТОВАРНИЯ ТРАНСПОРТ СТАРТИРА ОТ БУРГАС

В съзвучие с европейските енергийни политики България напредва в развитието и внедряването на водородните технологии в услуга на обществения сектор.

В края на 2022 г. служебният енергиен министър Росен Христов обяви началото на пилотна национална програма за изграждане на ключови места в страната на зарядни станции за водород за тежкотоварни автомобили и превозни средства от градския транспорт, която ще се реализира с партньорството на Норвежката програма.



Инициативата стартира от Бургас, където ще бъде изградена станция за производство на зелен водород. В морския град започва изпълнението на още една национална пилотна програма за развитие на електромобилността. Тя предвижда изграждането в близост до подстанциите на Електроенергийния системен оператор на над 200 зарядни станции за електромобили. Служебният енергиен министър Росен Христов очаква инициативата да стимулира по-широката употреба у нас на електрическите превозни средства.

Още през 2021 година в община Русе стартира мащабен проект за внедряване на водородните технологии в транспортния сектор. Той разработва подход за производство на водород на плавателен съд. Проектът, за който списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ вече писа, се реализира съвместно от Община Русе, Русенския университет „Ангел Кънчев“, Параходство Българско речно плаване, Асоциацията на дунавските общини „Дунав“, Българската асоциация за водород и съхранение на енергия, и Българската академия на науките.

В края на 2022 година, когато стартираха преговорите с Турция за системни доставки на природен газ за България, служебният енергиен министър Росен Христов обсъди с генералния директор на турската енергийна компания Боташ - Бурхан Йозджан възможностите за сътрудничество между двете страни в сферата на водородните технологии.

Към настоящия момент водородът е с незначителен дял в общия енергиен микс на Европейския съюз поради все още високите разходи за неговото производство и слабо развитата инфраструктура за пренос. Всички експертни погледи обаче са насочени към него заради предимствата му при прилагане в транспорта, за отопление и охлаждане, в беземисионното индустриално производство, както и за оползотворяване на съхраняваната енергия, произведена от ВЕИ. Затова водородните технологии заемат все по-централно място в инициативите и предложенията на Европейската комисия за развитие на европейската икономика. Още в

средата на 2020 г. Европейската комисия обяви своята стратегия за засилване производството на водород от екологични източници и за неговото утвърждаване като ключов енергоносител до 2050 г.

Две години по-късно - при вече коренно променена геополитическа обстановка, предложеният от ЕК план REPowerEU ясно потвърждава приоритета за развитие на ВЕИ и поставя цел за производство на 10 милиона тона възобновяем водород до 2030 г. Заявена беше също категорична подкрепа за навлизането на водорода в иновативни приложения за електрификация и в промишлеността, както и за изграждане на електролизьори и системи за съхранение на енергия.

В началото на 2023 година Европейският съюз увеличи планираните разходи за производство на зелен водород. Фондът за иновации и Европейската инвестиционна банка отпусна общо 148 млн. евро за изпълнението на проекти за производство на водород от отпадъци, както и за научноизследователска и развойна дейност в областта на водородните двигатели и горивните клетки.

Силен тласък в широкото навлизане на водорода дава и решението на Европейската комисия да признае за зелен водородът, произведен от атомна електроенергия. С приемането на два делегирани акта, изисквани от Директивата за възобновяема енергия, ЕК представи за дискусия подробни критерии за възобновяемия водород в ЕС. Тези актове са част от широка регулаторна рамка на ЕС за водорода, която включва инвестиции в енергийна инфраструктура и правила за държавна помощ, както и законодателни цели за възобновяем водород за промишлеността и транспортния сектор.

Новата дефиниция за зелен водород ще включва при определени условия и произведения от АЕЦ водород. В рамките на четири месеца Европейският парламент и страните членки могат да одобрят или отхвърлят критериите, изложени в двата делегирани акта за възобновяемата енергия.

ВОДОРОДЪТ - ЗЕЛЕНОТО ЕНЕРГИЙНО БЪДЕЩЕ НА БЪЛГАРИЯ

статия на **Васимир Радулов-Балкански водороден клъстер**

Измененията на климата и застрашеният баланс на околната среда наложиха предприемането на спешни мерки за ограничаване на последствията от замърсяващите дейности на планетата. Предизвикателствата изискват незабавна декарбонизация във всички сфери на световната икономика. А възможното решение е мащабното навлизане на възобновяемите енергийни източници. Развитието на водородните технологии и използването на зеления водород като енергиен източник на бъдещето могат максимално да оползотворят потенциала на ВЕИ, спомагайки за постигане на неутрална по отношение на климата икономика.

Енергийно ефективните технологии, свързани с водорода, неминуемо ще смекчат въглеродния отпечатък в атмосферата. С приложението им и по-специално на зеления водород производственият и високотехнологичният сектори ще реализират големи спестявания на CO₂. Внедряването на водорода към ТЕЦ, изграждането на пасивни сгради без отделяне на вредни емисии, чрез инсталиране на електролизни системи за

водородна инфраструктура в комбинация със соларни панели, и поетапната замяна на конвенционалните горива в различните производствени и индустриални процеси са пътищата за постигане на европейските екологичните норми и цели за декарбонизация.

Членовете на Балканския водороден клъстер са се ангажирали със създаването на визия и разработването на нови технологични решения за внедряване на водорода като енергиен източник в България, на Балканския полуостров и в Европа.

Сдружението си поставя за цел да подпомага научните изследвания в областта на водородните технологии и да насърчава тяхното внедряване във всички производствени процеси в публичния и частния сектор. Балканският водороден клъстер е амбициран да си сътрудничи с предприемачеството в тази област в страните от Балканския полуостров, Югоизточна Европа и Централна Азия.



**БАЛКАНСКИ
ВОДОРОДЕН
КЛЪСТЕР**



Сдружението споделя възможността в България да се изградят водородни долини. Тяхната основна цел е да позволи намаляване на зависимостта от фосилни горива, чрез производство на високоенергийно и чисто гориво за собствени нужди. Това ще оптимизира енергийните разходи и ще осигури

енергиен баланс и устойчивост в българската енергетика. Чистата водородна икономика ще има съществена роля в енергийния преход и постигането на климатична неутралност с решенията за иновации и технологично развитие, които предоставя.



Чистият водород, наричан още „зелен“ водород, се произвежда чрез електролиза с енергия от ВЕИ. При този процес не се емитират парникови газове, което определя зеления водород като горивото на бъдещето.

Балканският водороден клъстер насочва усилията си към постигането на устойчива система за мобилност и нулеви CO₂ емисии, чрез прилагането на зелен водород в индустрията и транспорта. Сдружението успешно е спомогнало за внедряването на водородни технологии на територията на България и Турция. Негови представители партнират в реализацията на няколко европейски програми. Една от тях е фокусирана върху решаването на две важни задачи в рамките на устойчивия енергиен преход - необходимостта от съхраняване на енергия за преодоляване на недостига в периодите, когато електроенергията от възобновяеми източници не може да покрива търсенето и преработването на биогенните остатъци. Енергията от регенеративни източници се използва за генериране на високоенергийна водородна плазма, която се насочва за разграждане на биогенни отпадъци, освобождаване на енергията, съдържаща се в тях, и последващо генериране на синтетични алкохоли. Така енергията за генериране на водородна плазма, както и химическата енергия на остатъците, се съхраняват и могат многократно да бъдат прилагани.



Другият европейски проект, по който работи сдружението в обединение с партньори от 6 държави, три изследователски организации и Агенцията за насърчване на европейските изследвания, си поставя за цел да повиши обществената осведоменост и доверие към водородните технологии и техните системни ползи. Проектното предложение с акроним (HYPOP) - "HYdrOgen Public OPiniOn and accePtance" получи високата оценка на Европейската комисия, поради значимостта му на регионално, национално и европейско ниво. Проектът е със стремежа да популяризира ползите от системното приложение на водородните технологии. Балканският водороден клъстер се ангажира да подпомогне разработването на индикатори за оценка на социалния жизнен цикъл на водородните технологии в България, на Балканския полуостров и в Европа.

Последващото навлизане на самостоятелното производство на водород на локално ниво значително ще повиши жизнения стандарт на населението и ще спомогне за намаляване на енергийната бедност.

Добрите практики при внедряването на водородните технологии ще ускорят постигането на заявената цел за климатична неутралност на европейския континент до 2050 г.

БЪЛГАРИЯ Е С КЛЮЧОВА РОЛЯ В РЕАЛИЗАЦИЯТА НА ЕНЕРГИЙНИТЕ ПРОЕКТИ В ЮГОИЗТОЧНА ЕВРОПА – АКЦЕНТЪТ ПО ВРЕМЕ НА ПЪРВИЯ МИНИСТЕРСКИ ЕНЕРГИЕН ДИАЛОГ – АТИНА 2022

Енергийната сигурност и зеленият преход бяха във фокуса на разговорите на ресорните министри на България, Гърция, Румъния, Италия, Албания и Босна и Херцеговина на първия енергиен диалог - Атина 2022. На форума бяха обсъдени съвместните усилия на страните от региона за преодоляване на енергийната криза и задълбочаване на сътрудничеството в сектора, както и за осигуряване на надеждни енергийни доставки в настоящата геополитическа обстановка. По време на дискусиите служебният енергиен министър Росен Христов посочи активната роля на България в изпълнението на ключови регионални енергийни проекти, стремежа на страната към увеличаване дела на ВЕИ мощностите и за развитие на системите за съхранение на енергия. Българският енергиен министър акцентира и върху усилията на служебното правителство за финализиране на междусистемната връзка с Гърция за пренос на природен газ. „Не спираме дотук, а продължаваме да работим с нашите гръцки партньори за увеличаване капацитета на интерконектора“, допълни енергийният министър.



Енергийните министри на Албания, Румъния и Косово също очертаха приоритетите на политиките, които прилагат в енергийния сектор. Всички участници в дискусиите акцентираха на предимствата и възможностите, които прилагането на „зелените“ политики открива пред енергийните системи на страните в региона.

По време на събитието българският енергиен министър Росен Христов проведе среща с румънския си колега Върджил-Даниел Попеску, на която обсъдиха възможността за изграждане на две водноелектрически централи на река Дунав. Идеята, датираща от края на миналия век и многократно обсъждана от експерти, все още е на ниво проект. По време на срещата в Атина двамата енергийни министри коментираха подписването на меморандум за сътрудничество и започване на детайлни проучвания за съвместна реализация на двата проекта, което ще доведе до широкообхватни и дългосрочни икономически ползи за България и Румъния. „Такива електроцентрали има в Австрия, както и двустранни - в Сърбия и Румъния. Крайно време е България да се възползва от този природен ресурс. Освен това по този начин получаваме и два нови моста над река Дунав“, посочи българският енергиен министър Росен Христов.

ДУНАВСКА ЕНЕРГИЙНА ПЛАТФОРМА В ПОМОЩ НА РАЗВИТИЕТО НА POWER-TO-GAS ТЕХНОЛОГИИТЕ

Статия на Ангел Николаев и Мария Кръстева -
Черноморски изследователски енергиен център

Сред най-актуалните въпроси в енергийния дневен ред на България през изминалата година остана темата за високата цена на природния газ и необходимостта от диверсификация на източниците на производство и доставки. Запазва се тенденцията за ръст на инвестиционния интерес към изграждане на нови ВЕИ мощности поради волатилността на цената на електроенергията и нововъведените законодателни стимули и административни облекчения. Перспективата за увеличаване на дела на инсталираните ВЕИ мощности е сериозно предизвикателство пред управлението на електроенергийната мрежа в периодите на свръхпроизводство. Ето защо технологиите от типа Power-2-Gas (P2G) са едни от най-обнадеждаващите алтернативи за посрещане на новите реалности. Те дават решение едновременно и на двата проблема, позволявайки излишъците от ВЕИ-електроенергията да се използват за производство на т. нар. „газ от възобновяеми източници“ (ГВИ). След метанизацията полученият газ напълно отговаря на качествата на природния газ и може да бъде подаван директно в газопреносната мрежа или да бъде компресиран или втечнен с цел последващо използване.

Ползите, които носи изграждането на мощности от типа Power-2-Gas, са много, сред които:

- Изглаждане на натовареността на електроенергийната система;
- Възможност за складиране на енергия под формата на газ от възобновяеми източници;
- Местно производство на газ от възобновяеми източници, годен за включване в газовата мрежа;
- Участие в третичното регулиране на електроенергийната система;
- Усвояване на отпадъчна биомаса от пречиствателни станции, земеделие, санитарна горска

дейност, хранително-вкусова промишленост и др.

Изграждането на мощности от типа P2G представлява интерес и на регионално ниво. Дунавският регион е изключително подходящ поради големия потенциал за производство на възобновяема енергия от слънце, вятър и биомаса и все по-добрата електроенергийна и газова междусистемна свързаност.

За пример, през 2019 г. Словения, Хърватия, Германия, Унгария, Словакия, Австрия и Молдова са покривали между 52 и 76 % от общото си потребление на енергия чрез внос ([Eurostat, Energy Imports Dependency](#)). Освен това общият дял на потреблението на енергия от изкопаеми горива за този регион е над 65 %, като този дял е особено висок в страни като Босна и Херцеговина, Сърбия, Молдова, но също и в Германия, Румъния и България. В същото време е налице значителен неизползван потенциал на биомаса, която е основен източник на възобновяема енергия в региона, и следователно нейното ефективно интегриране в енергийния пазар е от ключово значение.

При възприемане на регионален подход за изграждане на P2G мощности вече става възможно да се реализират решения, които да имат широкомащабен ефект – обособяване на региони, богати на биомаса – суровина, която след преработка да се доставя на P2G инсталации, например по река Дунав и изграждане на газови хранилища в региони с клъстери от P2G инсталации, които да могат да се използват според стратегическите нужди на региона по отношение на наличността на природен газ. Същото се отнася и за балансиране на електроенергийните системи на ниво Дунавски регион.

КАКВО ПРЕДСТАВЛЯВА ДУНАВСКАТА ЕНЕРГИЙНА ПЛАТФОРМА?

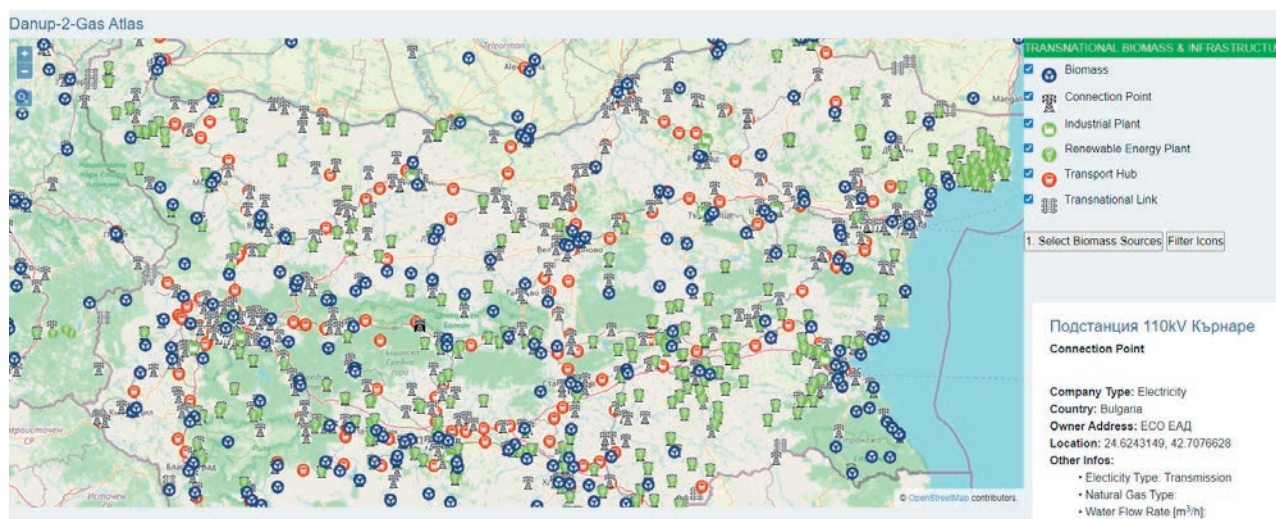
Дунавската енергийна платформа (<https://danup2gas.eu/>) е онлайн инструмент, предназначен да свързва и укрепва сътрудничеството между основните участници в енергийния сектор, с фокус върху възобновяемите енергийни източници и концепциите за съхранение на енергия.

Разработен е, за да подпомага инвеститорите в реализацията на Power-to-Gas (P2G) проекти, като им дава свободен достъп до актуална и детайлна информация относно потенциала на биомаса в целия Дунавски регион, съществуващата енергийна и транспортна инфраструктура, локациите и характеристиките на големи производители на енергия от възобновяеми източници (ВИ) и индустриалните потребители, възможностите за финансиране на проекти и др.



В основата на платформата стои Транснационалният атлас на възобновяемата енергия. Атласът концентрира на едно място необходимата първоначална информация при обмислянето на проекти - потенциала на биомаса/биоγενни отпадъци с локации, характеристики, цени, количества; налична инфраструктура като съществуващи електроенергийни и газопреносни мрежи и точки на присъединяване, транспортни връзки (ЖП, пъти, водни), характеристики и локации на големите индустриални предприятия и производители на енергия от ВЕИ. С цел да улесни потребителите цялата информация е структурирана на база интерактивна географска карта, като чрез графични икони е обозначена локацията на конкретните обекти от обхванатите категории. При избор на даден обект се зареждат допъл-

нителни специфични данни за него, като точни GPS координати, капацитет, цена. Инструментът обхваща данни за всички страни от Дунавския регион, като позволява индивидуално селектиране на необходимата информация на база шестте категории обекти, географски региони и др. Сред важните функционалности на атласа е възможността за пресмятане на годишния добив на биомаса в избран регион, на база на който да се избере локация за потенциален P2G хъб. След като бъде локализиран, приложението позволява автоматично изчисляване на пътното разстояние до избраните източници на биомаса, въздушно разстояние до близките точки на свързване, пътното разстояние до близки транспортни възли. Атласът позволява и експорт на тези данни директно в инструмента за параметризиране на хъбове.



Линк към Атласа, където е поместено и подробно ръководство за употреба: <https://danup2gas.eu/atlas>.

Съчетаването на Атласа с Инструмент за параметризиране на P2G хъбове позволява на инвеститорите да направят обективна оценка коя конкретна инсталация и режим на работа са подходящи за определената локация и налични предпоставки. Инструментът сравнява и показва още оптимални количества на входни ресурси и изходни продукти, размер на инвестиционни и експлоатационни разходи, срок на възвръщаемост на инвестицията и др.

Линк към Инструмента за параметризиране: <https://danup2gas.eu/optimizationtool>

Не на последно място, заинтересованите страни имат възможност да се консултират с Католага на субсидиите, който предоставя информация за действащите в различните държави от Дунавския регион възможности за подкрепа на P2G проекти като грантове, данъчни облекчения, преференциални цени за изкупуване, заеми, съфинансиране и др. За всяка финансова възможност е предоставена основна детайлна информация, включваща наименование на отговорната институция, географски регион, критерии, размер, обхват, ограничения и др., като е предоставен и линк към цялата необходима информация. Има възможност за индивидуално селектиране по държава, вид субсидия, директно или индиректно приложение.

Линк към Католага: <https://danup2gas.eu/subsidies>

СИТУАЦИЯТА В БЪЛГАРИЯ

Българското законодателство е донякъде пригодно за регулиране на P2G системи и технологии. Налична е вече дефиницията за „зелен водород“ и

за „газ от възобновяеми източници“. Въпреки това има нужда от още стъпки за преодоляване на нормативните, административните и икономическите пречки пред развитието на P2G технологиите в България, основните сред които са:

- Нужда от публична платформа с преференциални цени за газ от ВИ;
- Липсва списък от технологии, допустими за преференциални цени;
- Достъпът до газовата мрежа е гарантиран, но е необходимо указване на цена за достъп;
- Липсва методология за оценка на спестяванията на CO₂.

През следващите години P2G технологиите се очаква да придобият все по-голяма популярност в България като алтернатива на конвенционалния природен газ. Благодарение на достъпната информация от Дунавската енергийна платформа и големия брой финансови инструменти и субсидии от ЕС (изграждането на мощности за производство на газ от възобновяеми източници са припознати за „зелени“ инвестиции според приетата таксономия от Европейския съюз), които могат да бъдат използвани за реализиране на P2G инвестиции, вкл. проекти по Плана за възстановяване и устойчивост на България. Вероятно в близките няколко години ще заработи първото подобно съоръжение и в нашата страна.

КОЙ СТОИ ЗАД ПЛАТФОРМАТА?

Дунавската енергийна платформа и нейните инструменти бяха разработени в рамките на проекта DanuP-2-Gas, финансиран от програмата за транснационално сътрудничество INTERREG Дунав на Европейския съюз. Проектът обедини енергийни агенции, представители на бизнеса, публични органи и изследователски институции

от 10 държави в усилията им да разработят обща транснационална стратегия за насърчаване на производството и съхранението на възобновяема енергия, чрез свързване на газовия и електроенергийния сектор.

Усилията на Черноморския изследователски енергиен център, изпълнител на проекта DanuP-2-Gas за България, бяха концентрирани върху развитието на технологията Power-to-gas в страната ни, като бяха анализирани и представени подходящи бизнес модели, отварящи възможности за синергии, в т.ч. комбиниране на енергийно ефективно обновяване на комплекс от многофамилни жилищни сгради с доставка на ГВИ за енергийни нужди, базиран на проекта FinEERGo-Dom (<https://fineergodom.eu/>), както и създаване на енергиен кооператив с цел изграждане на P2G хъб, базиран на проекта SHAREs (<https://shares-project.eu/>) – и двата финансирани от Програма Хоризонт 2020 на Европейския съюз.

ПРЕДПРОЕКТНО ПРОУЧВАНЕ ЗА СЕВЕРНА ИНДУСТРИАЛНА ЗОНА НА ГРАД ГАБРОВО

В рамките на проекта DanuP-2-Gas Черноморският изследователски енергиен център направи предпроектно проучване за изграждане на P2G хъб в Северната индустриална зона на град Габрово. Зоната има площ около 3300 дка и в нея функционират около 100 структуроопределящи за икономиката на общината предприятия. На територията на индустриалната зона на града работи пречиствателна станция за градски отпадни води, която може да се използва като доставчик на биомаса за един бъдещ P2G хъб; електрическа подстанция, която след модернизирване може да изпълнява ролята на точка за свързване; индустриални предприятия, в които се планира изграждане на фотоволтаични системи, чиято излишна енергия може да служи за балансиране на хъба; изградена газопреносна мрежа, в която може да се подава произведеният газ.

С помощта на Инструмента за параметризиране е оценен потенциалът за изграждане на P2G хъб, като са разгледани 3 сценария:

1. Сценарий „инвестиция на зелено“.

При този сценарий P2G хъбът се намира в близост до благоприятни инфраструктурни активи, като точки за свързване към газопреносната мрежа, подстанции с достатъчен капацитет, транспортни възли за доставка на стоки, както и достатъчно източници на биомаса на конкурентна цена.

2. Сценарий за P2G хъб в рамките на индустриално предприятие (ИП).

При този сценарий P2G хъбът е разположен на територията на индустриално предприятие, за предпочитане голям консуматор на природен газ. Валидирана е възможността за доставка на природен газ от P2G хъба към индустриалното предприятие.

3. Сценарий за комбинация на P2G хъб и ВЕИ производител.

При този сценарий P2G хъбът се намира на територията на производител на електроенергия от ВЕИ с голяма инсталирана мощност. Възможността за доставка на електрическа енергия от ВЕИ производителя към P2G хъба се обосновава от перспективата за икономическа осъществимост.

При анализа на всеки сценарий предварително са заложили и набор от определени входни параметри - без субсидия, с 50% субсидия и при десетократно увеличение на цената на природния газ.

Резултатите от симулацията с инструмента са обобщени в таблицата по-долу и показват съответните нива на инвестиции, срокове на откупуване, произвеждани продукти:

Сценарии	Параметри	0% Грант	50% Грант	10x NG цена
I.	Срок на откупуване	5.0 год.	3.0 год.	7.8 год.
	Инвестиция	EUR 4.8 млн.	EUR 2.4 млн.	EUR 13.2 млн.
	Производство	Кислород Водород Биовъглица	Кислород Водород Биовъглица	Метан Водород
II.	Срок на откупуване	5.0 год.	3.0 год.	5.9 год.
	Инвестиция	EUR 4.8 млн.	EUR 2.4 млн.	EUR 9.0 млн.
	Производство	Кислород Водород Биовъглица	Кислород Водород Биовъглица	Кислород Водород Биовъглица Метан
III.	Срок на откупуване	4.2 год.	2.6 год.	4.2 год.
	Инвестиция	EUR 4.8 млн.	EUR 2.4 млн.	EUR 4.8 млн.
	Производство	Кислород Водород Биовъглица	Кислород Водород Биовъглица	Кислород Водород Биовъглица Метан

Данните от симулациите показват добри инвестиционни показатели като сравнително кратки срокове за откупуване на инвестицията дори само при производство на кислород, водород, и биовъглица. При осигуряване на субсидия, което е обичайно за иновативни и високорискови проекти, показателите стават отлични. Относно производството на метан, данните сочат, че то би било рентабилно при залагане на цена на природния газ десет пъти по-висока от ценовите нива през годините 2018-2019. Днес ставаме свидетели на подобни отклонения, породени от външни фактори - възстановяване на икономики и геополитически конфликти. Тези обстоятелства дават основание да се търсят и прилагат всички алтернативни варианти за доставка на природен газ, включително иновативните и все още сравнително скъпи P2G технологии.

ПРОЕКТЪТ INTERFACE НА ЕВРОПЕЙСКАТА ПРОГРАМА ХОРИЗОНТ 2020 - АРХИТЕКТУРА ЗА ПРЕДОСТАВЯНЕ НА ИНОВАТИВНИ МРЕЖОВИ УСЛУГИ ЗА ЕФЕКТИВНА ЕНЕРГИЙНА СИСТЕМА

Статия на авторски колектив: В. Младенов¹, В. Чобанов¹, Д. Зарчев²,
И. Нишанов², А. Ангелов², Я. Тодоров³, А. Желязков⁴,



През последните няколко десетилетия европейската енергийна система е в процес на перманентни радикални трансформации и фундаментални промени. Новата концепция сочи инвестирането в нови технологии и „тласкащи“ иновации като ключов фактор за реформиране на традиционните централизирани електроенергийни модели. Този процес е особено актуален днес - той непрекъснато се ускорява от нововъзникващите икономически значими сектори, свързани с производството на електромобили, с подобряване на въглеродния отпечатък в отделните производствени сектори, с необходимостта от децентрализация на производството на електроенергия, с разширяване на цифровизацията на мрежата.

С разработването на проекта INTERFACE се цели, чрез събиране и обмен на търговски и технически данни на ниво участници на пазара, да се улесни процесът на изграждане на добре функционираща, интелигентна паневропейска енергийна мрежа с висока гъвкавост, която е без риск да допуска навлизането на нови нарастващи мощности от възобновяеми енергийни източници. Нещо повече, чрез проекта INTERFACE се предвижда окончателно да се решат дълго отлагани проблеми, свързани с подобряване на субординираността между електропреносната и електроразпределителните мрежи, така че електроразпределителните мрежи да заемат подобаващо място в управлението и гъвкаво да участват в предоставяне на услуги на електроенергийната система.

1. Технически университет София, кат. Теоретична електротехника
2. Електроенергиен системен оператор ЕАД, Централно диспечерско управление
3. Електроразпределителни мрежи Запад ЕАД, Дирекция "Управление на мрежата"
4. Българска независима енергийна борса ЕАД

ВЪВЕДЕНИЕ В КОНЦЕПЦИЯТА НА ПРОЕКТА INTERFACE - АРХИТЕКТУРА ЗА ПРЕДОСТАВЯНЕ НА ИНОВАТИВНИ МРЕЖОВИ УСЛУГИ ЗА ЕФЕКТИВНА ЕНЕРГИЙНА СИСТЕМА

Количественото нарастване на възобновяемите енергийни източници, съпътствано с местни енергийни инициативи, и взаимосвързаността между европейските електрически мрежи предполагат нови решения от операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи в електроенергийния сектор. ENTSO-E и четири европейски асоциации на електроразпределителните оператори потвърждават необходимостта от ускорено сътрудничество между операторите в полза на клиентите и участниците на пазара [1]. Директивата за електроенергията на Европейската комисия насърчава сътрудничеството между мрежовите оператори за по-ефикасно управление на мрежата, за адекватна реакция на търсенето и увеличаване капацитета на мощностите за производство на енергия от възобновяеми източници [2]. Вижданията на ЕК са електропреносните и електроразпределителните предприятия да работят единно и равнопоставено, за да могат съвместно да предоставят координирани услуги на отделните участници на пазара на електрическа енергия.

Цифровизацията е с ключова роля за координацията и активното управление на мрежата. Тя позволява на операторите на преносните и на електроразпределителните системи да оптимизират използването на разпределените ресурси и да осигурят сигурно и рентабилно снабдяване с електроенергия [3]. Цифровизацията улеснява крайните потребители да участват в енергийния пазар и да променят начина, по който се управлява електроенергийната система [4].

В рамките на проект INTERFACE [5] се проектира и разработва оперативна съвместима общоевропейска архитектура за мрежови услуги (An interoperable pan-European network services architecture - IEGSA), която изпълнява ролята на „мост“ между електроенергийната система и клиентите. Така се осигурява безпроблемна координация между всички заинтересовани страни. Дигиталните инструменти като блокчейн и управление на големи данни създават нови пазарни възможности и връзки с потребителите. Казано с други думи, целта, която се постига с проекта INTERFACE, е да се премахнат бариерите и да се

разгърне потенциалът на съществуващите и бъдещите ресурси в полза на клиентите и мрежовите оператори. Предлагането на нови концепции за ефективно управление на претоварването и на гъвкавостта насърчават отделните участници към максимална ефективност в електроенергийния сектор.

Разработената платформа (IEGSA) е оперативно съвместима общоевропейска архитектура за мрежови услуги, която изгражда общ интерфейс за съвместна работа между електропреносната и електроразпределителната мрежи, потребителите и производителите на електрическа енергия. Тя позволява безпроблемната и координирана работа на всички заинтересовани страни при използването и предоставянето на общи услуги.

Предмет на представената статия е описание на проекта INTERFACE с поставените цели и задачи в него, с постигнатите резултати и важността на проекта в дългосрочен времеви хоризонт.

ПРОЕКТЪТ INTERFACE - ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Проектът INTERFACE е първият в електроенергийния сектор, добавената стойност на който е в споделяните данни между всички участници (клиенти, мрежи, пазар) във веригата на стойността на електроенергийната система от местно, регионално и европейско ниво. Той дава възможност на всички участници да координират усилията си за максимизиране на потенциала на разпределените енергийни ресурси, агрегаторите на услуги и мрежовите оператори, така че да осигурят икономически ефективни енергийни услуги с висока добавена стойност за потребителите.

Проектът INTERFACE улеснява процеса на интегриране на енергията от възобновяеми източници по начин, който е икономически ефективен и сигурен. В рамките на проекта се разработва интегриран пазар на едро и дребно на местно и глобално ниво, като се ангажират производители/потребители, така че да се използва капацитетът на разпределените ресурси и да се насочат ефективно към общия пазар на електроенергия на ЕС.

Концептуалното представяне на проекта е показано на **фиг.1**. При реализацията на проекта са изградени много тестови системи за валидиране на резултатите, по-значимите от които са:

- Създадена е обща архитектура, свързваща пазарните платформи, за безпроблемен общеевропейски обмен на електроенергия, който сближава пазарите на едро и дребно и позволява на всички участници на пазара на електроенергия да търгуват и да доставят енергийни услуги по прозрачен, недискриминационен начин.
- Въведени са стандартизирани продукти, ключови параметри и процеси на активиране и сетълмент за енергийни услуги.
- Стимулирано е сътрудничеството при предоставянето на мрежови услуги от оператори на електропреносни и електроразпределителни мрежи. Чрез подобрени пазарни сигнали, позволяващи предоставянето услуги за конкретно местоположение и условия на мрежата, са развити стимули за участниците.
- Интегрирани са дребномащабни и широкомащабни активи за увеличаване на пазарната ликвидност на мрежови услуги, които са съвместими във всички европейски страни.

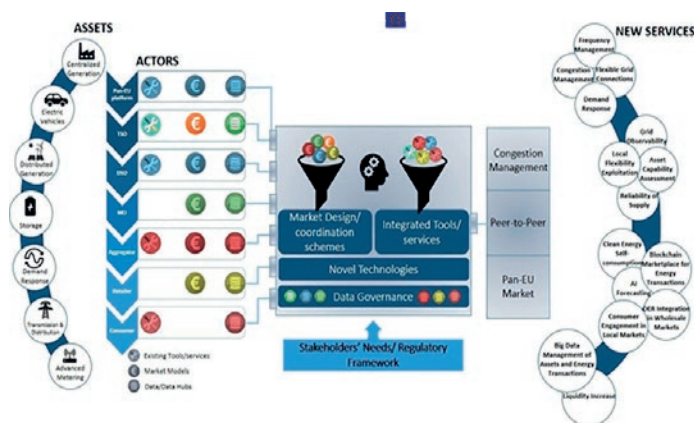
Използвани са съвременни цифрови технологии, с които потребителите са запознати при други ежедневни транзакции (например електронни търгове, електронна търговия, електронно банкиране, социални мрежи). Със създадените несравними икономически ползи, чрез отлагане на инвестиции в традиционна енергийна инфраструктура, крайните потребители са заинтересовани да извършват пазарни транзакции на електроенергия.

разработване на софтуер и методологии, потребителски изисквания и нужди, правни и етични фактори. Проектът включва водещи експерти на високо ниво с опит в управлението на големи международни проекти. В рамките на проекта участват 42 партньора от петнадесет различни държави-членки на ЕС (Люксембург, Гърция, Белгия, Португалия, България, Кипър, Унгария, Испания, Финландия, Естония, Латвия, Италия, Германия, Румъния и Словения и една асоциирана страна: Сърбия). Участват 7 системни оператора (ELERING, ESO, AST, FINGRID, TRANSELECTRICA, REN и ELES), 7 оператора на електроразпределителни системи (CEZ, DEO, ELEKTRO LJUBLJANA, ELEKTRILEVI, EON, NKM, E-REDES и ELENIA), Европейската асоциация на електропреносните оператори (ENTSO-E), 2 енергийни доставчици (ASTEIA, MYTILINEOS), 2 ESCO/агрегатори (MIG23, ALTEO), 1 регулатор (AGEN), 1 пазарен оператор (IBEX), 9 доставчици на услуги или технологии (ED, EMAX, IEIT, EMP, COD, REAL, SC, C&G и CINT), един от които (ED) координира проекта, плюс 9 изследователски партньора (UPRC, RSE, UPB, TUS, BME, LUA, UnivPM, RWTH, RTU, TUT) и една международна организация (EUI).

Партньорите в консорциума INTERFFACE са с допълващи се умения и опит, покриващи заложените научни и технически цели на проекта в отделните работни пакети. Ключово значение при развитието на проектните дейности имат българските партньори в лицето на Техническият университет София, Електроенергийния системен оператор, Електроразпределителни мрежи Запад и Българската независима енергийна борса.

ПРОЕКТЪТ INTERFFACE - ПОСТИГНАТИ РЕЗУЛТАТИ

В рамките на проект INTERFFACE българският екип внедри йерархична система за управление на система от батерии за съхраняване на електрическа енергия (BESS) и блокчейн платформа за пазар на електроенергия. Технологията за ефективно съхранение на енергия в батериите е реализирана в бизнес сграда в София и е присъединена към електроразпределителната мрежа на средно напрежение със собствен трансформаторен пост 10/0,4 kV. Като част от интелигентен мрежов възел, присъединен към електроразпределителната мрежа средно напрежение, е апробирана разработената блокчейн (blockchain) пазарна софтуерна платформа за предоставяне на услуги за гъвкавост.



Фиг. 1 – Концепция на проект INTERFFACE

Консорциумът, който работи по проект INTERFFACE, е внимателно подбран, за да комбинира всички компетенции, необходими за изпълнение на демонстрационни проекти,

Постигнатите положителни резултати от внедрената система разкриват широки възможности пред операторите на преносната и разпределителната мрежи да осъществяват чрез пазара на електроенергия интелигентно управление на мрежата и взаимодействие с клиентите. Интелигентният мрежов възел на електрическата мрежа предоставя на операторите възможност за автоматичен резерв за възстановяване на честотата (aFRR) и ръчен резерв за възстановяване на честотата (mFRR). Също така операторът на електроразпределителната мрежа може да управлява претоварването (Congestion management). Нововъведената интелигентна система е изградена в съответствие с най-новите практики на ЕС за осигуряване на услуги за гъвкавост, чрез реакция от страна на търсенето и хармонизация на пазара на електроенергия в Европа.

Като непосредствен резултат от интегриране на разработената пазарна блокчейн платформа за предоставяне на гъвкавост от страна на всички участници на пазара са по-високото ниво на управление на претоварванията и чувствително подобрената енергийна ефективност в електрическите мрежи.

Съвместното сътрудничество с ECO в рамките на INTERFACE в България по изпълнение на демонстрация „Управление и балансиране на претоварването“ чрез въвеждане в експлоатация в жилищна зона на интелигентното разпределително устройство спомага да се осигури гъвкавост на мрежата с агрегирано търсене и контрол на натоварването. Участието на ECO в проекта включва и предоставяне на клиентската перспектива за архитектурата на системния дизайн. В допълнение дружеството допринесе с данни и демо интеграция в българската преносна мрежа.

На база получените резултати от проект INTERFACE ще бъдат включени предложения за промени и допълнения в прилагането на мрежовия кодекс за балансиране на електроенергията в цяла Европа съвместно с ACER, ENTSO-E и националните регулаторни органи.

Друг български участник в проекта - Електроразпределителни мрежи Запад, опериращ в Западна България, постигна отлични резултати при симулирането на агрегатор, който предоставя възможност на клиентите, присъединени в неговата мрежа, да участват като доставчици на балансиращи мощности. Демонстрацията показва, че е възможно изглаждането на пиковите при генериране и потребление, за да се увеличи капацитетът на съществуващите мрежи; извършването на локално балансиране и оптимизиране

на местното потребление на енергия; подобряването на качеството на захранването за клиентите, чрез намаляване на броя и продължителността на прекъсванията на захранването. Също така е от значение и разкритата възможност за ограничаване на техническите загуби.

Българските участници имат значима роля във всички работни пакети от проекта.

В **работен пакет 1** са определени основните дейности за изпълнение в рамките на заложения бюджет. Осигурено е плодотворно взаимодействие между участниците, контрол и администриране, чрез управление на риска и ефективни управленски решения в различните структурни нива.

В **работен пакет 2** е извършен задълбочен преглед и сравнителен анализ на технологиите, наборите от инструменти и услугите на проекта. Направени са анализи на приноса на заинтересованите страни и съществуващите процедури, предизвикателствата и недостатъците. Проучена е приложимата международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка, за да се идентифицират съответните регулаторни аспекти. Впоследствие те ще бъдат взети под внимание при дефинирането на оперативната рамка за платформата IEGSA. Направен е и анализ на пазара на регионално, европейско и международно ниво и са използвани съществуващите модели и най-добри практики на задачата за проектиране на пазарни модели.

В **работен пакет 3** са използвани резултатите от всички проведени проучвания и анализи от работен пакет 2, касаещи проектирането и внедряването на подходящите технологии и услуги в платформата IEGSA, така че в максимална степен да отговарят на изискванията на заинтересованите страни.

В **работен пакет 4** са разработени всички технологии, въведени в платформата IEGSA. Цялостната система INTERFACE е финализирана чрез интегриране на технологичните компоненти в обща софтуерната платформа, като са направени редица тестове и валидиране. Локализираните и отстранени са и редица проблеми, възникнали в процеса на проектиране. Разработената система е интегрирана и функционална. Към момента се извършва реално тестване за широко приложение. Използваният подход на поэтапна интеграция доведе до две версии на прототипите (ранен и окончателен). Прототипите ще бъдат валидирани и ще се тестват от техническа, оперативна и търговска гледна точка.

В рамките на **работен пакет 5**, прототипите от работен пакет 4 се тестват в три демонстрационни внедрявания, като фокусът най-вече е върху управлението на претоварването и балансирането. Първата демонстрация се провежда в италианска микромрежа. Чрез система за енергиен мениджмънт и стратегии за реакция на потреблението на контролируеми товари (съхранение, битови товари, помпени станции) се намалява нетното натоварване на микромрежата към преносната мрежа. Подобрена е надеждността на мрежата, а делът на ВЕИ и производството на енергия за собствени нужди са увеличени. Втората демонстрация е проведена в България. В жилищен район се тества решението за интелигентен разпределителен възел, който да осигури гъвкавост на мрежата и адекватна реакция на агрегирано търсене и контрол на натоварването. Третата демонстрация е на единната платформа за гъвкавост, която „свързва“ в един пазар, осигуряващ ефективна търговия с гъвкавост, страните от балтийския и скандинавския регион (Естония, Латвия и Финландия). Тази платформа ще управлява съществуващите традиционни услуги за гъвкавост като управление на баланса и честотата (за оператори на електропреносни системи). Също така платформата въвежда нови услуги на регионалния пазар като управление на претоварването за оператори на електропреносни и електроразпределителни системи и балансиране на портфолио в рамките на час. За целта се използват изцяло нови продукти/услуги - гъвкави мрежови връзки и търговия между потребители. Платформата дава възможност един и същ ресурс за гъвкавост да бъде предоставен на няколко пазарни нива едновременно и да бъде използван от всички заинтересовани потребители.

В **работен пакет 6** фокусът е върху транзакции от типа peer-to-peer, които са внедрени в две демонстрации. Първата демонстрация е дислоцирана в Словения и Унгария и разгръща автоматизиран peer-to-peer пазар за обмен на енергия между потребители, присъединени в електропреносни и електроразпределителни мрежи, като се отчитат възможностите на мрежовите активи. Втората демонстрация е в България и включва гъвкава пазарна платформа, базирана на блокчейн с използване на интелигентен договор и интелигентно таксуване, между операторите на електропреносни и електроразпределителни системи, производители и потребители. И двете peer-to-peer пазарни демонстрации са изцяло

съвместими и използват анализа, извършен в рамките на работен пакет 3.

Създаването на клирингов пазар, работещ в целия ЕС, е задачата на **работен пакет 7**. Изградени са два тестови центъра. Първият демонстрационен център е в България, като внедрява платформа за пазарна интеграция на едро и дребно с усъвършенстван инструмент за прогнозиране на търсенето и ВЕИ. Приложението е базирано на изкуствен интелект, който въвежда стимули за пазарно участие на доставчици на гъвкави услуги.

Демонстрацията включва сценарии за свързване на разработения по проекта пазар към съществуващия гръцки пазар. Втората демонстрация е в Румъния. Тя предоставя алтернативно решение за „пространствено агрегиране на технологична гъвкавост“ за решаване на ограниченията по мрежата, свързани с източниците на гъвкавост на ниво разпределително предприятие и разпространение на гъвкавост от възобновяеми източници на пазара на едро.

В **работен пакет 8** е създадена процедура за отворена покана за привличане на повече доставчици на услуги, които да подобрят инфраструктурата, разработена и внедрена в работни пакети 4-7, а също и да подпомогнат създаването на нови услуги за мрежовите оператори. Работните процеси за управление следват правилата, използвани от ЕК за каскадно финансиране. Консорциумът обучава и наставлява договорените страни, улеснявайки достъпа до разработките за предоставяните услуги към енергийните оператори.

В **работен пакет 9** се оценява въздействието върху европейската икономика и общество. Резултатите ще бъдат предоставени на изследователската общност, публичния сектор и индустрията, за да се гарантира комерсиализацията и приемането на разработените технологии. В хода на INTERFACE са идентифицирани редица нови области за иновации и развитие. Създадени са нови бизнес модели за работа с всички заинтересовани страни, което води до добро бизнес позициониране на проекта и ще допринесе за изграждане на нови стандарти, разработване на политики на национално и международно ниво. Този работен пакет подкрепя разпространението на постигнатите резултати от проекта и помага за подобряване на връзките с други сродни проекти и инициативи.

ВАЖНОСТТА НА ПРОЕКТА INTERRFACE В ДЪЛГОСРОЧЕН ВРЕМЕВИ ХОРИЗОНТ

Проектът INTERRFACE подкрепя паневропейското навлизане на БЕИ и развитието на енергийния сектор чрез внедряване и тестване на авангардни технологии по рентабилен и координиран начин. Той е ключов фактор за постигането на Енергиен съюз в рамките на ЕС и е в съответствие с Пакета за чиста енергия на ЕС за глобално лидерство в областта на БЕИ, пазарната интеграция и необходимостта потребителите да бъдат активни и централни играчи на енергийния пазар на бъдещето. Проектът предоставя архитектура, която може да интегрира основните инструменти и данни за операторите на електропреносни и електроразпределителни системи, енергийните борси и участниците на пазара. INTERRFACE позволява комуникация между различни центрове за данни и участниците на пазара, улеснявайки пазарната интеграция.

Дейностите по проекта подкрепят стремежа на потребителите да бъдат активни и водещи участници на енергийния пазар на бъдещето. Конкуренцията между доставчиците е повишена, увеличен е изборът за потребителите, предоставен е механизъм за нови участници на пазара на дребно, повишена е сигурността на доставките и се намаляват разходите за електроенергия.

Проектът подкрепя и енергийните очаквания на ЕС за достигане на заложените цели за възобновя-

ема енергия до 2030 г. [6] чрез създадения пазар за търгуване на гъвкавост. Проектът спомага за широкото използване на възобновяемата енергия, като същевременно поддържа и подобрява текущите нива на производителност на мрежата.

INTERRFACE показва възможностите на разработените услуги за управление на претоварването и локалната гъвкавост в мрежата, като подкрепя интегрирането на нови и съществуващи проекти за разпределено производство. INTERRFACE насърчава навлизането на нови иновативни бизнес модели, свързани с нововъзникващи технологии като съхранение на електрическа енергия в големи мащаби. Той отговаря на търсенето на нови услуги за енергийния пазар. Проектът позволява на клиенти и потребители да участват на пазара и подобрява координацията между операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи при минимални разходи, като се разкриват възможностите на ефективен пан-европейски пазар, който свързва участниците на пазара на едро и дребно.

Библиография

- [1] "General Guidelines for Reinforcing the Cooperation between TSOs AND DSOs", paper published by ENTSOe, CEDEC, EDSO, Eurelectric
- [2] https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en
- [3] Thema Report https://www.entsoe.eu/Documents/News/THEMA_Report_2017-03_web.pdf
- [4] "Customer Engagement in an Era of Energy Transformation", PWC Global Power and Utilities, 2016
- [5] <http://www.interrface.eu/>
- [6] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_19_1836



Този проект е получил финансиране от програмата на Европейския съюз за научни изследвания и иновации „Хоризонт 2020“ съгласно споразумението за безвъзмездна помощ № 824330

 **ЕНЕРГЕТИКА**

ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ

ЕНЕРГИЯ ОТ СЛЪНЧЕВИ ФЕРМИ В КОСМОСА

Соларис - слънчева енергия от Космоса в борбата с глобалното затопляне на планетата Земя

Неотложната необходимост от овладяване на екологичните проблеми на планетата, резултат от интензивната индустриална човешката дейност, както и енергийната криза, застрашаваща все повече всички социални и икономически сфери, доведоха до задълбочено търсене на космиче-

ско решение. Европейската космическа агенция разработи амбициозен проект на име „Соларис“, който си поставя за цел да усвоява енергията на Слънцето в Космоса и така да помогне на Стария континент в борбата с климатичните промени.

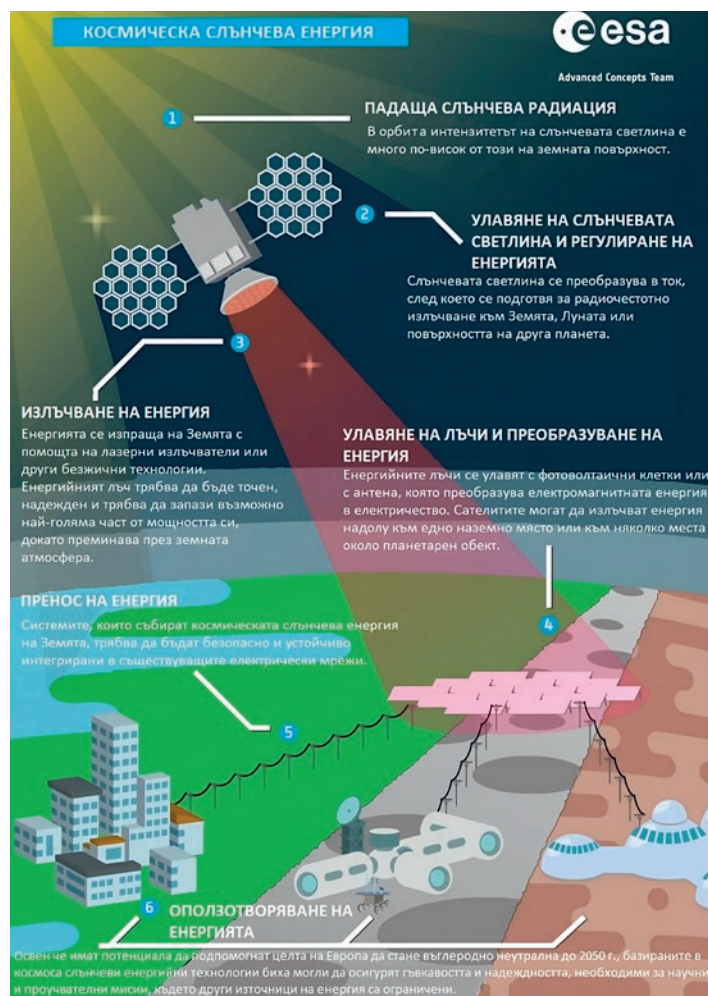


Източник: Европейската космическа агенция

САЩ, Китай и Япония също имат самостоятелни разработки на системи за добив на космическа слънчева енергия. А във Великобритания компанията „Space Solar“, дори очаква в рамките на шест години да започне да добива енергия от Космоса и след девет години да предлага услугата си на пазара.

Соларис е подготвителна инициатива на Европейската космическа агенция и европейската

индустрия за проучвания и разработки, свързани с целесъобразността и възможностите за използване на слънчевата енергия, генерирана в Космоса. Екипът на програмата ще направи предварителен анализ на разходите и ползите от реализирането на такъв проект. При доказана конкурентоспособност в сравнение с други енергийни източници и отчитане на бъдещите нужди на пазара ще се пристъпи към по-нататъшно развитие на концепцията.



Очакванията на европейските експерти са до 10 години да стане факт пилотната космическа ферма, при положителни резултати от проучвателния проект и по-широка политическа подкрепа.

В тази посока доста обнадеждаващ е наскоро постигнатият резултат от екипа на Соларис, при който безжично беше изпратена 2 kW електрическа енергия, събрана от слънчеви панели, до колектори на повече от 30 метра. Според експертите от Европейската космическа агенция успешно осъщественият опит на практика доказва потенциала и безопасността на безжичното предаване на електроенергия.

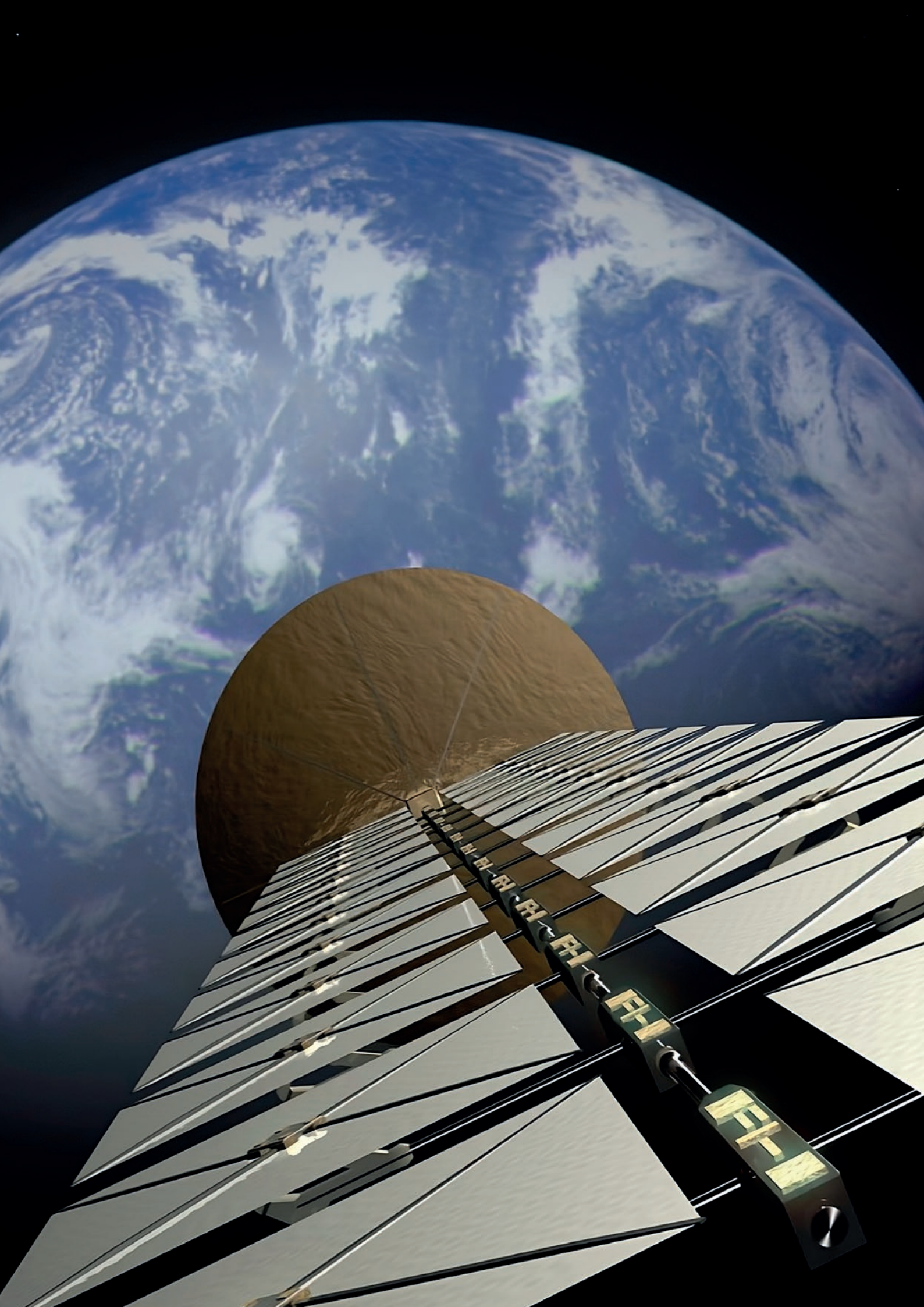
Несъмнено едно от най-сериозните предизвикателства ще бъде прехвърлянето на големи разстояния на мощности от порядъка на няколко GW.

Концепцията за усвояване на енергията от Космоса и излъчването ѝ към Земята се разработва от дълги години от редица водещи международни агенции, но е ограничавана от непосилните разходи за реализация. През последното десетилетие обаче с развитието на научните изследвания и навлизането на високите технологии в индустрията идеята за изграждане на слънчеви ферми в орбита, които ще произвеждат и предават безжично електроенергия към Земята,

става все по-жизнеспособна. С днешна дата значително са спаднали разходите за инженерни дейности в Космоса, както и за разработките на космически хардуер.

Предимствата, които предлага базираната в Космоса слънчева енергия, са недвусмислени – добив на безплатна, чиста и постоянна базова енергия при незначително използване на земна площ в сравнение с конвенционалните възобновяеми източници. Зоните, които ще бъдат предназначени за приемане на енергията, предавана от орбиталните спътници, могат да бъдат на сушата или в морето и се очаква да се използват паралелно в селското стопанство или в комбинация с наземни фотоволтаични и вятърни мощности.

Ранни резултати от проучванията на Европейската космическа агенция показват, че докато общите загуби при предаване и трансформиране не надвишат 85 - 90%, оставащата енергия, достигнала Земята, ще е достатъчна за мотивиране на икономическата целесъобразност. Необходими са обаче значителни подобрения в технологиите за преобразуване и предаване на енергия, за да се осъществи необходимото ниво на ефективност. А то изисква приблизително 10-15% от мощността, падаща върху панелите на сателита, да бъде доставена в мрежата.





**ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН
СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР**

ЕФЕКТИВНОСТ
СВЪРЗАНОСТ
ОТГОВОРНОСТ

