

Брой 59/60 2025



ЕНЕРГИЕН ФОРУМ





МИНИ МАРИЦА-ИЗТОК ЕАД

ЕВРОПЕЙСКОТО ЛИЦЕ НА БЪЛГАРСКИЯ ВЪГЛЕДОБИВ



Мини Марица-изток" ЕАД е дружеството, разработващо по открит способ най-голямото находище на въглища на територията на Република България от 1952 година.

Вече 63 години „Мини Марица-изток“ ЕАД е гарант за енергийната независимост, като добива най-ценната енергийна суровина от собствен източник в страната – лигнитите от източномаришкото находище.

Въглищата в Източномаришкия басейн са кафяви лигнити, меки, с ниска степен на въглефикация на органична маса, с високо пепелно съдържание от 16% до 45% и влага от 50% до 60%. Предназначени са за снабдяването на топлоелектрическите централи и на брикетната фабрика от комплекса „Марица-изток“, с които дружеството е обвързано технологично и пазарно. От добиваните в „Мини Марица-изток“ ЕАД въглища, се произвеждат близо 40% от електроенергията и 100% от брикетите в Република България.

Контакти:

6260 Раднево

Ул. „Георги Димитров“ 13

Централа: 0417/8 33 05

Факс: 0417/8 26 05

e-mail: mmi-ead@marica-iztok.com

www.marica-iztok.com



www.marica-iztok.com

СЪДЪРЖАНИЕ

Димитър Белелиев, Иван Желязков Иновативни решения в енергийния преход: профилирането на просюмерите и използването на слънчева енергия за зареждане на електромобили в България	2
Петър Петров, Димитър Попов Възможности за трансформиране в ЯЕЦ на кондензационните ТЕЦ на въглища в България	8
Петър Петров Малки модулни реактори и перспективи за използването им при енергийния преход в България	15
Николай Георгиев Изследване на негативните ефекти при изгаряне на биомаса от твърди селскостопански отпадъци	24
Христо Василев, Радослав Кючуков, Владислав Ангелов Идеен проект за изграждане на един милион покривни и агрофотоволтаични централи плюс съхранение	30
Георги Димов, Светлана Цветкова, Явор Лозанов Влияние на пълното или частично разпадане на електроенергийната система върху организацията на електрооснабдяването в България	36



Издание на Научно-техническия съюз на енергетиците в България

София 1000,
ул. „Г.С.Раковски“ № 108

Редколегия:

Проф. д-р инж. Цанчо Цанев
Проф. д-р инж. Бончо Бонев
Проф. д-р инж. Валери Младенов
Доц. д-р инж. Радослав Кючуков

Технически секретар:

маг. икон. Иванка Серафимова

тел.: 02/ 988 41 58,
факс: 02/ 987 61 66

e-mail: ntseb@abv.bg

www.ntse-bg.org

ISSN (Online) 3033-0092

ISSN (Print) 1313-2962, Тираж 400 бр.

ИНОВАТИВНИ РЕШЕНИЯ В ЕНЕРГИЙНИЯ ПРЕХОД: ПРОФИЛИРАНЕТО НА ПРОСЮМЕРИТЕ И ИЗПОЛЗВАНЕТО НА СЛЪНЧЕВА ЕНЕРГИЯ ЗА ЗАРЕЖДАНЕ НА ЕЛЕКТРОМОБИЛИ В БЪЛГАРИЯ

д-р инж. Димитър Белелиев, д-р инж. Иван Желязков

INNOVATIVE SOLUTIONS IN THE ENERGY TRANSITION: INDUSTRY PROFILING AND PRODUCTION OF SOLAR ENERGY FOR CHARGING ELECTRIC VEHICLES IN BULGARIA

PhD, Dimitar Beleliev and Ivan Jelyazkov, PhD

Abstract: The current report focuses on innovative approaches in the energy sector, presenting the concept of "prosumers" and the use of solar energy for charging electric vehicles in Bulgaria. It examines the active role of prosumers in generating energy through solar panels and their contribution to energy efficiency and reduction of carbon emissions. The report analyzes the advantages, challenges, and opportunities for the development of such practices in Bulgaria and offers recommendations for promoting these innovations. It profiles prosumers in the energy sector, discusses key aspects and consequences of their participation in the energy market in Bulgaria. Additionally, it explores technological innovations such as smart buildings and artificial intelligence in the context of the energy sector and the challenges associated with their integration and management.

УВОД

Ние проучваме новаторските подходи в енергийния сектор, фокусирайки се върху концепцията за "просюмерство" и използването на слънчева енергия за зареждане на електромобили в контекста на България. Проучваме как просюмерите могат да играят активна роля в генерирането на енергия чрез слънчеви панели и използването на тази енергия за зареждане на електромобили, като същевременно подобряват своята енергийна ефективност и намаляват въглеродните емисии. Анализираме предимствата, предизвикателствата и възможностите за развитие на такива практики в България и предлагаме препоръки за насърчаване на тези иновации.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НА ПОНЯТИЯТА "ПРОСЮМЕРСТВО" И "ЕЛЕКТРОМОБИЛИ"

Просюмерство (Prosumer): Просюмерството е концепция, която обединява две роли – потребител и производител на стоки или услуги. Терминът е съставен от думите "потребител" и "производител". Това означава, че просюмерът не само консумира стоки или услуги, но също така може и да ги произвежда, обикновено с цел собствена употреба или за продажба на пазара. В контекста на енергийния сектор, просюмерството се отнася до потребител, който не само консумира енергия, но и може да я генерира, например чрез слънчеви панели или други възобновяеми източници.

Електромобилите (Electric Vehicles - EVs): Превозни средства, които използват електрически двигатели за задвижване вместо традиционните ДВГ. Електромобилите се различават от конвенционалните автомобили не само по начина на задвижване, но и по техните експлоатационни характеристики. Предлагат по-ниски нива на вредни емисии и намаляване на замърсяването на въздуха, на емисиите на парникови газове, свързани с изменението на климата. Електромобилите се характеризират и с по-ниски операционни разходи, особено при използване на електроенергия от възобновяеми източници, като

слънчева или вятърна. Технологичното развитие в областта на батериите води до увеличаване на дистанцията, която електромоделите могат да преодолеят с едно зареждане, както и до намаляване на времето за зареждане на батериите. Интересът към електромоделите нараства и поради създаването на по-широка инфраструктура за зареждане.



Фиг.1. Просюмер

ПРОФИЛИРАНЕ НА ПРОСЮМЕРИТЕ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР

Просюмерите в енергийния сектор имат специфично поведение и влияние в контекста на производството, потреблението и управлението на енергията. Този процес е от съществено значение за развитието на съвременната енергийна система, която се премества към по-диверсифицирани, устойчиви и децентрализирани модели. Ключови аспекти и последователност на профилирането на просюмерите в енергийния сектор:

ПРЕДСТАВЯНЕ НА КОНЦЕПЦИЯТА ЗА ПРОСЮМЕРСТВО

Активно участие: Потребителите стават активни участници в енергийния пазар, като не само консумират, но и произвеждат и управляват енергията.

Децентрализация: Производството и управлението на енергията се премества към местно ниво, намалявайки зависимостта от централизираните енергийни системи.

Иновации: Просюмерството стимулира иновациите в областта на възобновяемите източници на енергия, умните системи за управление на енергията и технологиите за съхранение на енергията.

Енергийна сигурност: Просюмерството увеличава енергийната сигурност, като намалява рисковете от прекъсвания в доставките и създава по-устойчива енергийна инфраструктура.

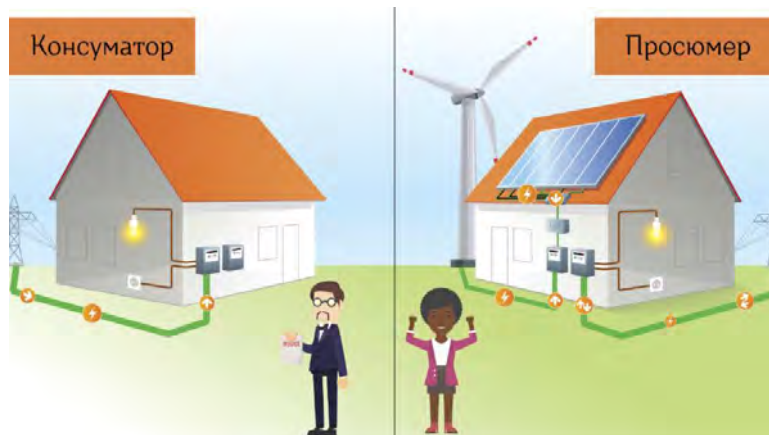
РОЛЯТА НА ПРОСЮМЕРИТЕ В ЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР В БЪЛГАРИЯ

Генерация на енергия: активна роля в производството на енергия от възобновяеми източници

Самозахранване и намаляване на разходите: намалят зависимостта си от традиционните доставчици на енергия и да намалят енергийните си разходи.

Участие в енергийния пазар: продават излишъка от генерираната енергия на пазара. Могат да се включат в програми (feed-in tariffs) или да участват във виртуални централи

(virtual power plants), допринасящи за стабилността и гъвкавостта на енергийната система.
Повишаване на енергийната сигурност



Фиг.2. Разлика между консуматори и просюмери

ЕНЕРГИЙНИ ОБЩНОСТИ: ДИРЕКТИВА 944 / 2019

„Гражданската енергийна общност“ е „правен субект“ който може да извършва:

- производство на енергия
- разпределение
- доставка
- потребление
- агрегиране
- съхраняване на електроенергия
- услуги за повишаване на енергийната ефективност
- услуги за зареждане на електрически превозни средства

ЕНЕРГИЙНИ ОБЩНОСТИ ИЛИ ЕНЕРГИЙНИ КООПЕРАТИВИ?

Интелигентните сгради са сгради, които използват всички познати автоматизирани и информационни технологии, за да създадат комфортна и безопасна среда за обитателите и икономно използване на ресурсите.

Умните сгради са интелигентни сгради, изградени с Умни Мрежи по технологиите на Невронните системи и управлявани от Изкуствен Интелект с цел с максимална оптимизация на енергийните потоци. Умните Сгради по определение са Енергийни Общности на собствениците и обитателите.

ЕНЕРГИЙНИ ОБЩНОСТИ ОТ УМНИ СГРАДИ. ФУНКЦИИ:

- общност на обектите в сградата
- общност на сградите в района
- производство на енергия
- разпределение
- доставка
- потребление
- агрегиране
- съхраняване на електроенергия услуги за повишаване на енергийната ефективност
- услуги за зареждане на електрически превозни средства



Фиг.3. Енергийна общност

УМНИТЕ СГРАДИ

Предизвикателството в Умните Сгради: Непознато до сега съчетание на технологии и изделия на производители

Изкуствен Интелект (AI)

Системи за управление на сградата (BMS)

SMART GRIDS - сензори - задвижващи мех-ми

Разширена реалност (AR)

Предизвикателствата:

1. Няма всепризнат Европейски опит за организация и пазар на услуги за Енергийни общности. Всяка държава има национални особености
2. Има технологии, с които да се изграждат Енергийни Общности, но те не са популяризирани
3. Готвят се Европейски средства: но няма

Гордиев възел

Стимулиране на Енергийните Общности от Умни Сгради:

- ефективни са само локалните / механизми - на местно, общинско ниво.
 - необходима е поддръжка на националните носители на технологии чрез пазарни схеми
- Факторите в процеса имат разнопосочни първоначални интереси:



НАКЪДЕ?

Първа крачка: Закон за Енергийните общности:

Енергийните общности могат да се организират и днес, но Енергийните общности в ЕС са БЕНЕФИЦИЕНТИ НА ОБЩНОСТНА ФИНАНСОВА ПОМОЩ. Нужна е законова среда.

Втора крачка: Национален пазарен механизъм

Пазар на високи технологии съществува и днес, но за развитието на Енергийните общности е нужен специализиран ПАЗАРЕН МЕХАНИЗЪМ ЗА БЪРЗА ПОПУЛЯРИЗАЦИЯ НА ТЕХНОЛОГИИТЕ В БЪЛГАРИЯ!

Третата крачка: Пилотни проекти

Умните сгради и Енергийните общности са икономически изгодни за собствениците, обитателите и инвеститорите, но за ускорено навлизане са нужни ПИЛОТНИ ПРОЕКТИ. Необходим е оперативен и прозрачен диалог: NGO Правителство.

ЕНЕРГИЙНИ ОБЩНОСТИ И УМНИ СГРАДИ

Основни предимства и характеристики на модел: Слънчева енергия за зареждане на електромобили

Децентрализация: Използването на слънчева енергия за зареждане на електромобили премества процеса на генериране на енергия към местно ниво, намалявайки нуждата от централизирани енергийни инфраструктури.

Пълна автономност: Като генерират достатъчно електричество от Слънцето, за да покрият своите нужди за зареждане.

Продължителност на живот на батериите: Слънчевата енергия е постоянно налична и зареждането на електромобилите може да се осъществи през целия ден. Този модел на зареждане може да помогне за увеличаване на продължителността на живот на батериите на електромобилите чрез постоянно поддържане на оптимално ниво на заряд.

Мощна хибридна зарядна станция за електромобили с фотоволтаична централа и батерии



Фиг.4. Хибридна зарядна станция 360kW/1000Vdc/ BESS 600kWh/ PV 200kWp MPPT, снабдена с 10 зарядни колонки по 180kW/250A тип CCS2.

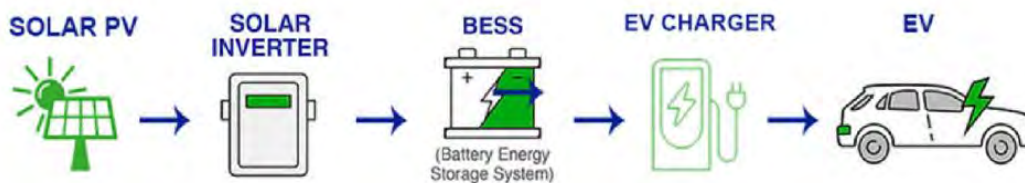
Системата е изградена като микромрежа (Microgrid) с модулна структура и включва:

- Мощна 360 kW / 1000Vdc зарядна станция за EV/електромобили;
- 10 зарядни колонки за EV, с мощност до 180 kW всяка/ 250 A CCS2 конектор;
- BESS 600 kWh/ 300kW (батерийна система LFP/LiFePO₄);
- Покривна ФЕЦ с инсталирана мощност 90 kWp (разширяема до 360 kWp);
- Вградени 200 kWdc MPPT конвертори за директно зареждане на BESS от ФЕЦ;
- Резервен генератор 400kVA (дизелов или на природен газ);

- Мрежови/хибридни инвертори за разширението на ФЕЦ (150 kWac);
- Система за дистанционен мониторинг и управление на енергията EMS.

Всеки модул е за 20 паркоместа, от които 10 са с възможност за зареждане на EV. Носещата покривна конструкция е разчетена за ветрова устойчивост до скорост на вятъра 150 km/h и за снегово натоварване до 3 kN/m². Системата може да работи както в паралел със съществуващата електрозахранваща мрежа НН (on-grid), така и като автономен обект (off-grid), захранван само от БЕИ.

Основно предимство на предложената структура е възможността да бъде изградена и в места със слаба свързаност към електроразпределителната мрежа (например, към съществуващи малки бензиностанции със захранване НН до 50 kVA) или изобщо за обекти без връзка с мрежата НН/СрН (енергиен остров/off-grid). Това позволява безпрепятствено изграждане на зарядна инфраструктура за електрически превозни средства и в зоните с ограничен по мощност капацитет, без да са необходими инфраструктурни промени (изтегляне на допълнителни захранващи линии).



Фиг.5. Функционална диаграма

ИЗВОДИ И ВЪЗМОЖНОСТИ

Идентификация на потребителите, които се ангажират като просюмери.

Анализ на потреблението на енергия, включително времев и консумативни модели.

Производствени възможности за определяне на потенциала за използване на ФЕЦ.

Изследване на техническите възможности за монтаж и управление на енергийни системи за собствена и споделена консумация.

Оценка на участието на просюмерите в енергийните пазари, включително продажбата на излишък от произведената енергия и участието в програми за възнаграждение за балансиране и гъвкавост.

Анализ на възможностите за интеграция на просюмерските системи във виртуални станции (virtual power plants) или смарт мрежи.

Изучаване на финансовите модели и инвестиционните възможности за просюмерите, включително схеми за субсидии или целеви стимули.

Анализ на законодателството и регулациите, които влияят върху просюмерството, включително правилата за нет метъринг (net metering), тарифи за захранващите (feed-in tariffs) и други.

Социални и културни аспекти: Разбиране на социалните и културните фактори, които влияят върху приемането на просюмерството в обществото.

Образователни и информационните кампании, които могат да повишат осведомеността и ангажимента на гражданите за ключовата роля в определянето на бъдещето на енергийната система, като създават възможности за повишаване на енергийната ефективност, намаляване на емисиите и подобряване на енергийната сигурност.

<https://www.energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference>

<https://www.sciencedirect.com/topics/social-sciences/electric-vehicles>

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S266618882400008X>

Презентация на д-р Желязков за Европейската директива

Разработката на д-р Манчев за Мощна хибридна зарядна станция за електромобили с фотоволтаична централа и батерии.

ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА ТРАНСФОРМИРАНЕ В ЯЕЦ НА КОНДЕНЗАЦИОННИТЕ ТЕЦ НА ВЪГЛИЩА В БЪЛГАРИЯ

Петър Петров, Димитър Попов

OPPORTUNITIES FOR CONVERTING COAL-FIRED POWER PLANTS TO NUCLEAR POWER PLANTS IN BULGARIA

Petar Petrov, Dimitar Popov

Abstract: *The constant increasing of world's energy needs and meanwhile the adopted environmental protection policies in the last decade, have led to a reassessment of the sources and technologies used for production of thermal energy and electricity. The policy of carbon neutrality imposes the shut down and replacement of the most environmentally polluting power plants by 2050 which usually are Coal-Fired Power Plants (CPP). They could be replaced by Renewable Power Plants or Nuclear Power Plants (NPP). The most promising is the conversion of CPP to NPP (C2N) using nuclear technologies and especially Small modular reactors which are the most suitable for the task. This paper examines the potential CPP sites for C2N in Bulgaria and provides an overall assessment of their suitability for deployment of NPP, taking into account the aspects of site selection requirements, the possibilities of using existing equipment, systems and infrastructure, as well as non-technical factors.*

ВЪВЕДЕНИЕ

Постоянно нарастващите енергийни нужди в световен мащаб налагат разработването на нови технологии за производството на енергия, които да са в съответствие с приетите политики за опазване на околната среда. В резултат на това се въвеждат в експлоатация основно мощности, използващи възобновяеми източници на енергия (ВЕИ) или когенерация. Според Международната енергийна агенция през 2023 година мощностите, използващи ВЕИ, са нараснали в световен мащаб с близо 50% до 510 GW, като се очаква в следващите 5 години да се въведат 3700 GW нови мощности, състоящи се основно от фотосоларни и вятърни електроцентрали [1]. Очаква се през 2025 година инсталираните мощности на ВЕИ да надминат тези на въглища.

В България са инсталирани над 7 GW ВЕИ мощности [2] и има интерес от инвеститори за инсталиране на много повече от планираните общо 12 GW от ВЕИ до 2035 година. Въпреки 7-те GW инсталирана мощност от ВЕИ произведената електроенергия от ВЕИ е 20,5% от общото количество произведена електроенергия в България за 2023 година [2]. Ядрените електроцентрали (ЯЕЦ) също са признати за нисковъглероден източник на електроенергия и с ключова роля за преминаването към чиста енергия, като в световен мащаб произвеждат повече от 10% от електроенергията, а в Европейския съюз (ЕС) повече от 15% [3,4]. В България ЯЕЦ са произвели малко на 40% от електроенергията за 2023 година, въпреки инсталираните само 2 GW мощности [2].

Ядрените технологии са наречени стратегически за европейската декарбонизация, като подобрените ядрени технологии с минимален отпадък от горивния цикъл и малките модулни реактори (ММР) се считат за технологии с нулеви нетни емисии, съгласно Законодателен акт за промишленост с нулеви нетни емисии на Европейската комисия [5]. Политиката за въглеродна неутралност до 2050 година налага спирането и замяната на най-замърсяващите електропроизвеждащи мощности, за каквито се считат топлоелектрическите

централи, изгарящи въглища (ВТЕЦ), от страните ратифицирали Парижкото споразумение, сред които е и България като част от ЕС [6]. Предлагат се различни варианти за тяхното бъдеще като смяна на горивото с природен газ или биомаса, съоръжения за улавяне на въглеродния диоксид, превръщането им в хибридни централи с допълнителен източник на енергия от ВЕИ, включително и трансформирането им в съоръжения за съхранение на енергия. Необходимо е, обаче, да се вземе под внимание, че ТЕЦ, изгарящи въглища, покриват базовия и подвърховия електрически товари и са достатъчно гъвкави да покрият неравномерностите в денонощния и седмичния енергийни графици, а това е свързано със сигурността и надеждността на енергийната система. Повечето мощности от ВЕИ нямат постоянно енергопроизводство или динамично, покриващо потреблението. От друга страна съвременните ЯЕЦ покриват базовия електрически товар, но не могат да си променят мощността често, за да покриват денонощния и седмичния товари.

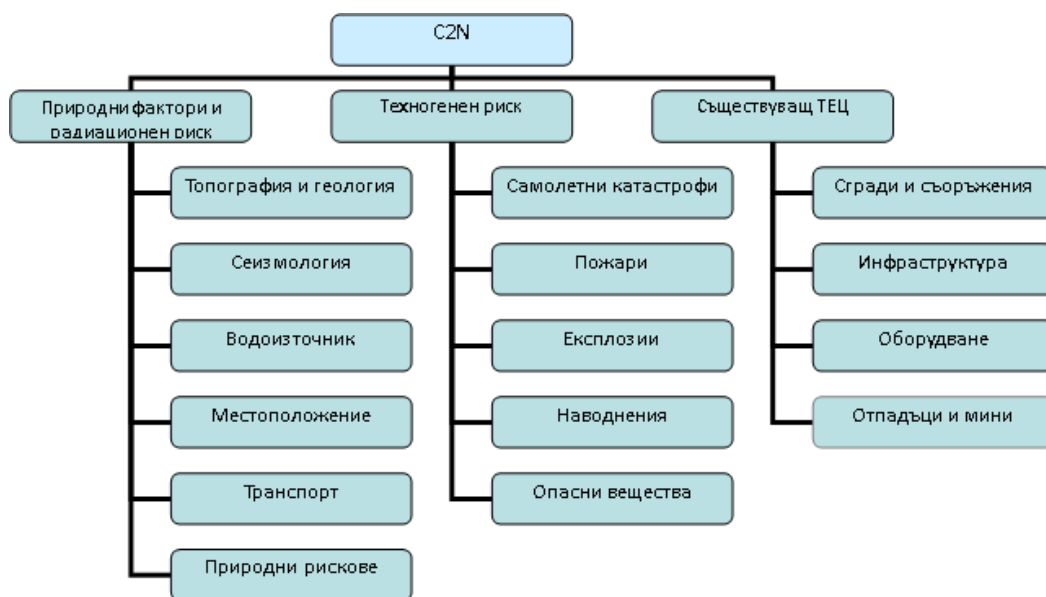
Друга възможност е замяната на парогенераторите, изгарящи лигнитни или кафяви въглища, с ядрена паро-производителна инсталация (ЯППИ) и трансформирането на ВТЕЦ в ЯЕЦ (C2N) или разполагането на ЯЕЦ на мястото на ВТЕЦ. Това би позволило максимално оползотворяване на площадката и възможност за използване на водоизточник и права за ползването му, съществуващата до ВТЕЦ електропреносна инфраструктура заедно с електротехническите съоръжения на площадката, сгради, съоръжения, и оборудване от ВТЕЦ и в най-добрия случай – турбината с нейната регенеративна система, поради това че и двете са термични електроцентрали, респ. в тях се реализира един и същ термодинамичен цикъл и имат сходни изисквания за необходима площ за разполагане. От друга страна за фотосоларните и вятърните централи се изисква много по-голяма площ за инсталирането на една и съща мощност, но не всички площадки, заемани от ВТЕЦ, биха покрили критериите за разполагането на ЯЕЦ, като при много малко от тях условията са подходящи за ядрена технология различна от ММР. За изграждането на ЯЕЦ от 1000 MW е необходима площ от приблизително 2,85 км², за изграждането на фотосоларни инсталации със същата мощност са необходими 176 км², а за вятърни централи дори още повече – 696 км² [7]. Очаква се част от моделите ММР да бъдат гъвкави, а други да могат да се използват в хибридни централи или със съоръжения за съхранение на енергия, но това е технология в процес на разработване, като много малко модели са лицензирани, част от лицензираните модели са на етап строителство и само един модел е в експлоатация. Друго препятствие е, че повечето технологии за съхранение на енергия или са ниско ефективни или са в процес на разработване. В същото време е необходимо технологиите, които ще заместят ВТЕЦ да са леснодостъпни и да произвеждат евтина електроенергия, която е основен ресурс в съвременната икономика и икономическият растеж и конкурентоспособността силно зависят от цената ѝ.

Целта на настоящия доклад е да направи предварителна оценка на възможните площадки в България, заемани от кондензационни ВТЕЦ, за пригодността им за разполагане на ЯЕЦ. Топлофикационните централи и топлоелектрическите централи (ТЕЦ) на когенерация (произвеждащи едновременно електричество и топлинна енергия) са изключени от настоящата оценка, поради това че не се предвижда тяхното спиране и замяна съгласно действащите към момента политики и законодателство.

ИЗИСКВАНИЯ КЪМ ПЛОЩАДКИТЕ ЗА РАЗПОЛАГАНЕ НА ТЕЦ И ЯЕЦ И ПОТЕНЦИАЛНИ ПЛОЩАДКИ ЗА C2N В БЪЛГАРИЯ.

Това че дадена площадка вече се използва, не намалява изискванията към нея, но има своите предимства при извършване на сложния технико-икономически анализ за избор на площадка за разполагане на ядрена мощност. Такава площадка има предимството, че вече е разработена, има осигурен водоизточник с право на ползване и режимът за обработка на водата е установен, има вече изградена връзка с енергосистемата и евентуално могат да се ползват сгради, съоръжения и оборудване, но има и недостатъци, произтичащи от различната тежест на факторите при избор на площадка за ТЕЦ спрямо площадка за ЯЕЦ и от работата

на ТЕЦ-а. При избор на площадка за разполагане на ЯЕЦ е необходимо да се вземе предвид законодателството в България и по-специално тези изисквания [8, 9, 10], където в Закона за безопасно използване на ядрената енергия е даден редът, по който се стартира процедурата по изграждане на ЯЕЦ в България, в Наредбата за осигуряване безопасността на ядрените централи са дадени групите характеристики, които се разглеждат при избор на площадка, както и условията, при които на дадена площадка не може да се изгради ЯЕЦ, а Наредбата за аварийно планиране и аварийна готовност при ядрена и радиационна авария постановява зоните за превантивни и неотложни защитни мерки и забраните за разполагане на жилищни сгради, промишлени предприятия, допускане на хора и т.н. в зоната за превантивни защитни мерки, която е с радиус приблизително 2 км. около ЯЕЦ. Законодателните изисквания и факторите, влияещи при С2Н [11] са обобщени във Фиг. 1, давайки критерии за предварителна оценка за пригодността за разполагане на ЯЕЦ на площадки, заемани от ВТЕЦ, в Р. България.



Фиг. 1. Критерии за предварителна оценка

Част от факторите имат приблизително еднаква тежест за ТЕЦ и ЯЕЦ като топография и железопътна или водна транспортна връзка, но други като геология, сеизмология, природни и техногенни рискове имат различна тежест, като за последните изискванията за разполагане на ЯЕЦ са доста по-строги. При ЯЕЦ почвата трябва да е по-стабилна, защото основите са вкопани по-надълбоко и трябва да издържа по-голяма тежест. Нивото на подпочвените води при ЯЕЦ трябва да е по-ниско заради по-дълбоките основи и възможността за строителство на подземни хранилища за радиоактивни отпадъци (РАО). ЯЕЦ не може да се разполага на свлачищни терени или в райони, където максималното ускорение при земетресение надхвърля $0,2g$. Има очаквания някои модели ММР да издържат до ускорение $0,3g$ и повече, но към настоящия момент единственият такъв модел е НТН-РМ, който е и единственият ядрен реактор от четвърто поколение в експлоатация.

Изискванията спрямо техногенните рискове при ЯЕЦ са доста по-високи заради опасността от изпускане и разпространение на радиоактивни вещества (РАВ). Изискванията към местоположението са коренно различни за ЯЕЦ спрямо ТЕЦ. За ВТЕЦ, особено ако изгаря лигнитни или кафяви въглища, е важно да е до горивната база, а за топлофикационните ТЕЦ е важно да са близо и до консуматорите, заради особеностите на топлинната енергия. ЯЕЦ трябва да е най-малко на $2 \div 3$ км. от най-близкото населено място заради разполагането на зоната за превантивни защитни мерки и да не е до големи населени места заради рисковете от облъчване на населението с РАВ и необходимите защитни мерки в случай на авария. За ЯЕЦ близостта до мини на лигнитни или кафяви въглища е проблемна

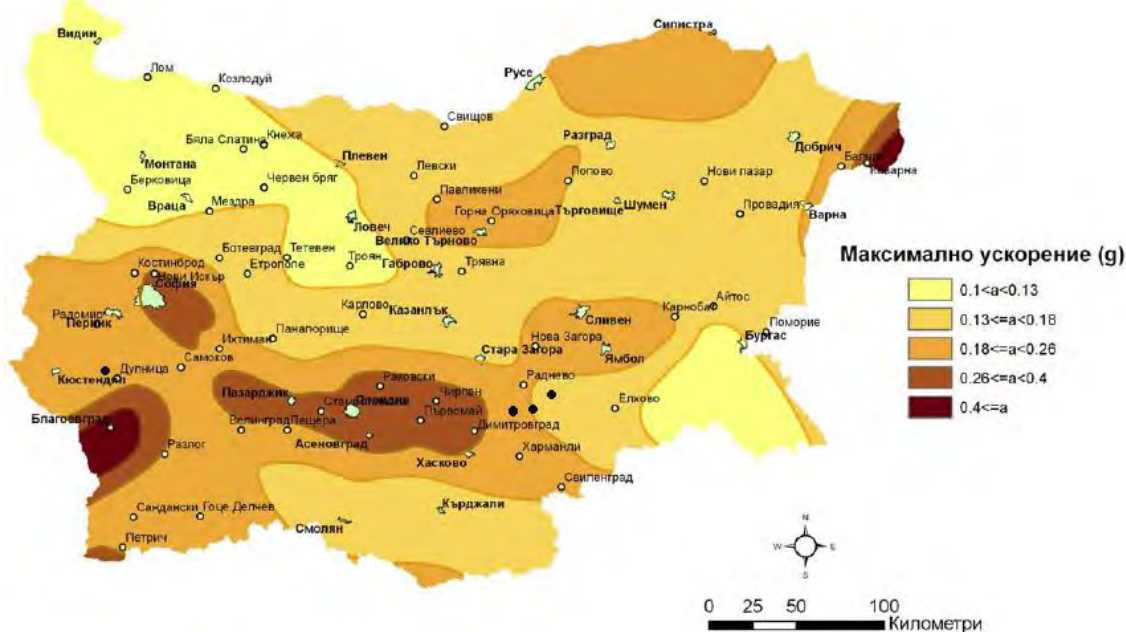
и нежелателна, заради рисковете от пропадане на терена и оттам необходимостта за укрепването му, ако това е възможно.

Големите промишлени ТЕЦ в България, които биха могли да бъдат подходящи за C2N са: "ЕЙ И ЕС-ЗС Марица Изток 1", "Марица Изток 2", "КонтурГлобал Марица Изток 3", "Бобов дол", "Брикел", "Марица 3", "Варна" и "Русе Изток" [12]. Това са електроцентрали с електрическа мощност не по-малко от 100 MW, които изгарят или са изгаряли въглища. ТЕЦ "Варна" и ТЕЦ "Русе Изток" вече са преминали на природен газ като гориво. ТЕЦ "Русе Изток" е с електрическа мощност 400 MW, работи в режим на когенерация и е разположен в рамките на град Русе, което го изключва от по-нататъшно разглеждане. ТЕЦ "Варна" се състои от 3 моноблока по 210 MW електрическа мощност (MWe) всеки и е разположен на 12 км. от град Варна, на брега на Варненското езеро при село Езерово, в доста гъсто населен район. Използва се за студен резерв на енергосистемата.

Много близо е и до Международно летище Варна, като всичко това прави площадката неподходяща за разполагане на ЯЕЦ въпреки наличието на водоем. "ТЕЦ "Брикел" е с мощност 200 MWe, разположен е в землището на град Гълъбово и работи в режим на когенерация, което изключва и него от по-нататъшна оценка. ТЕЦ "Марица 3" е с мощност 120 MWe и се намира в град Димитровград. Използването на тази площадка за разполагането на ЯЕЦ е невъзможно заради изискванията към зоната за превантивни защитни мерки. Освен това се намира в район с много висока сеизмична опасност [13]. Като възможности за C2N остават ТЕЦ "ЕЙ И ЕС-ЗС Марица Изток 1", ТЕЦ "Марица Изток 2", ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3" и ТЕЦ "Бобов дол".

ПРЕДВАРИТЕЛНА ОЦЕНКА НА ПРИГОДНОСТТА НА ПЛОЩАДКИ С ВТЕЦ ЗА C2N.

ТЕЦ "ЕЙ И ЕС-ЗС Марица Изток 1" (МИ1), ТЕЦ "Марица Изток 2" (МИ2), ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3" (МИЗ) и ТЕЦ "Бобов дол" (БД) са големи кондензационни централи с електрическа мощност над 600 MW и ще бъдат разгледани характеристиките на площадките, на които са разположени, като за максималното ускорение при земетресения е ползвана карта за повтораемост на 1000 години [13], въпреки изискването за честота най-малко 10-4 събития за година [9]. Местоположението на четирите ТЕЦ-а върху картата е допълнително отбелязано с черни точки.



Фиг. 2. Сеизмична опасност с период на повтораемост 1000 години

В табл. 1 са дадени важните характеристики на площадките, където са разположени БД, МИ1, МИ2 и МИ3.

Таблица 1.
Важни характеристики на площадките на БД, МИ1, МИ2 и МИ3

Характеристики	БД	МИ1	МИ2	МИ3
Населено място в радиус от 2 км.	Да	Да	Не	Да
Близост до големи населени места	Да	Не	Не	Не
Максимално ускорение (g)	0,26	0,26	0,18	0,26
Сеизмичен риск	Голям	Голям	Среден	Голям
Риск от свличане на терена	Не	Не	Не	Да
Охлаждане	Кули	Кула	Язовир+кула	Кули
Транспорт	Наличен	Наличен	Наличен	Наличен
Риск от преминаващи самолети	Обичаен	Завишен	Обичаен	Завишен
Риск от наводнение	Минимален	Минимален	Минимален	Минимален
Възраст на оборудването (години)	50	13	16, 24, ≈34	45

ТЕЦ "Бобов дол" се намира до Големо село, на 10 км. от град Дупница. Състои се от 3 моноблока с мощност 210 MWe всеки. Те са пуснати в експлоатация съответно през 1973 г., 1974 г. и 1975 г. Техническото водоснабдяване е от язовир Дяково и река Джерман [12]. Високата сеизмична опасност, близостта до големи населени места и охлаждане при ограничена наличност на вода правят тази площадка неподходяща за разполагането на ЯЕЦ към настоящия момент, а и много вероятно и за напред, въпреки че в бъдеще може да се появят ядрени технологии, които да са безопасни и при максимално ускорение над 0,3g и да изискват много по-малки зони за превантивни и неотложни защитни мерки. Също така технологията за експлоатация на ЯЕЦ при ограничено количество охлаждаща вода е усвоена от малко държави, сред които не е България и дори Китай още не я е усвоил [14] въпреки бурното строителство на най-различни модели ядрени реактори и факта, че Китай е първата и единствена държава в света пуснала в експлоатация ММР. Използването на охладителни кули при ЯЕЦ е по-специфично и рядко срещано, като има отделни кули за отвеждане на топлината от кондензатора и за отвеждане на остатъчното енергоотделяне, което изисква усвояването на допълнителни знания и изграждането на допълнителни кули.

ТЕЦ "ЕЙ и ЕС-ЗС Марица Изток 1" е в землището на град Гълъбово, на мястото на стари мощности от някогашния ТЕЦ "Марица Изток 1". Това е най-новата ТЕЦ в България пусната през 2011 г. Към настоящия момент оборудването е работило по-малко от 15 години, което означава потенциално достатъчен остатъчен ресурс за използване при С2N [11]. Състои се от два еднотипни блока с обща мощност 670 MWe и се снабдява с техническа вода от язовир Розов кладенец [12]. Намира се сравнително близо до Международно летище Пловдив и Авиобаза "Граф Игнатиево". Основните предимства на тази площадка са наличието на железопътен транспорт, свързването с енергомрежата и новото оборудване, но всички останали характеристики я правят неподходяща за разполагането на ЯЕЦ в момента, но при определени условия в бъдещето би могла да се използва. Частната собственост на централата допълнително усложнява нещата, тъй като съгласно българското законодателство Министерски съвет решава за строителството на ядрена мощност [8].

ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3" се състои от 4 моноблока с мощност 227 MWe всеки или общо 908 MWe. Централата е пусната в експлоатация между 1979 и 1981 г., като е обновена през 2009 г., което включва и цилиндър ниско налягане (ЦНН) на турбините. Това предполага остатъчен ресурс на оборудването, но и необходимостта от допълнителен анализ и оценка на цилиндри високо и средно налягане на турбините. Техническото водоснабдяване е от язовир Розов кладенец. Разположена е на 2 км. северно от село Медникарово, в непосредствена близост до рудник "Траяново 3" [12]. Това местоположение означава необходимост от укрепване на земната основа, ако това е възможно разбира се, за да може площадката да отговори на изискванията за разполагане на ЯЕЦ. Рискът от преминаващи самолети е приблизително същият, като при ТЕЦ "ЕЙ И ЕС-3С Марица Изток 1". Основните проблеми на площадката са близостта до населено място и рудник, близостта до самолетни маршрути и сеизмичният риск на района. Неясният остатъчен ресурс на оборудването и охлаждането с охладителни кули допълнително усложняват нещата. Това прави площадката по-скоро неподходяща за С2Н за момента, но в бъдеще това може да се промени, като частично реновираното оборудване предполага евентуалното използване с модел реактор с по-ниски параметри като по-удачен вариант.

ТЕЦ "Марица Изток 2" е най-голямата ТЕЦ в България. Състои се от осем блока с обща електрическа мощност 1620 MWe – 3 турбини по 177 MWe, една 165 MWe, и 4 турбини по 232 MWe. Първите четири турбини са относително нови и са работили около 15 години, с изключение на 165 мегаватовата, която е на почти 25 години. Останалите 4 турбини са въведени в експлоатация между 1985 г. и 1995 г., като 2 от тях са реновирани в частта на ЦНН преди близо 15 години. Това дава основание да се предположи достатъчен остатъчен ресурс на 3 от осемте турбини за използване при С2Н [11]. За останалите 5 турбини е необходим допълнителен анализ и оценка, като те най-вероятно ще са подходящи за използване с модел ММР с по-ниски параметри, за да може по-дълго време да работят с остатъчния си ресурс. Централата е разположена на 4 км. от село Радецки, близо до западния бряг на язовир Овчарица. Ползва охлаждаща вода от язовира и една охладителна кула. ТЕЦ "Марица Изток 2" е разположена на площ от малко повече от 5 км² [12]. По груби оценки площта на централата е достатъчна за разполагането на ЯЕЦ с приблизително същата мощност, а изкуственият водоем може да осигури охлаждането необходимо за ЯЕЦ със 70 ÷ 100% от сегашната мощност на ТЕЦ-а в зависимост от термичния КПД на предвижданата ядрена мощност [11]. ТЕЦ "Марица Изток 2" е собственост на държавата чрез "БЕХ" ЕАД, както и язовир Овчарица, но чрез "НЕК" ЕАД, което би улеснило евентуално решение на Министерски съвет за изграждане на ЯЕЦ на тази площадка. Площадката на централата е разположена в не толкова зетръсен район с максимално ускорение между 0,13g и 0,18g [13], което прави сеизмичния риск приемлив. Намира се по-на север от ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3", което я отдалечава от обичайните самолетни маршрути. Всички тези характеристики водят до извода, че площадката на ТЕЦ „Марица Изток 2“ с голяма вероятност е подходяща за разполагането на ЯЕЦ и оправдават по-детайлни и цялостни проучвания за пригодността ѝ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

От осем възможни площадки за С2Н в България 4 са или напълно неподходящи или не се налага смяна на горивото в обозримото бъдеще. Площадката на ТЕЦ "Бобов дол", ако изобщо може да се използва за разполагане на ЯЕЦ, ще изисква преодоляването на много препятствия и влягането на много средства, което би я отхвърлило при технико-икономическия анализ. Положението с площадката на ТЕЦ "ЕЙ И ЕС-3С Марица Изток 1" е подобно на това на площадката на ТЕЦ „Бобов дол“, като използването на нов терен достатъчно далеч от град Гълъбово може да преодолее част от препятствията. Площадката на ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3" е малко по-благоприятна от тази на съседната площадка на ТЕЦ "ЕЙ И ЕС-3С Марица Изток 1", но най-малкото трябва да се решат 4 въпроса – със сеизмичната опасност, с охлаждането, с рудниците и със зоната за превантивни защитни мерки. Най-подходяща за разполагането на ЯЕЦ и за С2Н се оказва

площадката на ТЕЦ „Марица Изток 2“ и по-нататъшното ѝ разглеждане в тази връзка е оправдано. Съдейки по Фиг. 2, много малко площадки в България биха били пригодни за разполагането на ядрена мощност и всяка възможна такава би трябвало да се обмисли внимателно, включително площадката на ТЕЦ „Марица Изток 2“ с оглед разполагането на мощности, които да гарантират стабилността на енергийната система.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] World Energy Outlook 2023. Наличен онлайн: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>. Дата на достъп 12.04.2024 г.
- [2] Статистическа книжка 2023 ЕО ЕАД. Наличен онлайн: <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4990>. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [3] Nuclear Power in a Clean Energy System. Наличен онлайн: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad5a93ce-3a7f-461d-a441-8a05b7601887/Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf. Дата на достъп 12.04.2024 г.
- [4] <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220111-1>. Дата на достъп 12.04.2024 г.
- [5] Регламент на европейския парламент и на съвета за създаване на рамка от мерки за укрепване на европейската екосистема за производство на продукти в областта на технологиите за нулеви нетни емисии (законодателен акт за промишленост с нулеви нетни емисии) Наличен онлайн: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0161>. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [6] Закон за ратифициране на Споразумението от Париж към Рамковата конвенция на Обединените нации по изменение на климата и за приемане на декларация по чл. 9, параграф 1 от споразумението. Наличен онлайн: https://parliament.bg/bills/43/602-02-34_ZR_Sporazumenieto_ot_Parizh_po_izmenenie_klimata.PDF. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [7] J. Jacobs and L. Jantarasami, Can Advanced Nuclear Repower Coal Country? Наличен онлайн: https://bipartisanpolicy.org/download/?file=/wp-content/uploads/2023/03/Can-Advanced-Nuclear-Repower-Coal-Country_BPC-Report.pdf. Дата на достъп 12.04.2024 г.
- [8] Закон за безопасно използване на ядрената енергия. Наличен онлайн: <https://lex.bg/bg/laws/ldoc/2135455545>. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [9] Наредбата за осигуряване безопасността на ядрените централи. Наличен онлайн: <https://lex.bg/en/laws/ldoc/2136906190>. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [10] Наредбата за аварийно планиране и аварийна готовност при ядрена и радиационна авария. <https://lex.bg/laws/ldoc/2135761308>. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [11] P. Petrov and S. Boycheva, Opportunities and challenges of converting coal-fired power plants to nuclear power plants. Докладвана на 29-та конференция на ЕМФ, 14-15 май 2024 г.
- [12] Н. Набатов, Д. Тафров, Т. Христова, К. Кънев, Й. Попов, С. Симеонов, Н. Пеловски, И. Айолов, Е. Харитонова М. Дичева и Й. Йовчев, Електроенергетиката на България. ISBN 978-954-378-081-5.
- [13] Окончателен отчет по договор: Сеизмично райониране на Република България, съобразено с изискванията на Еврокод 8 и изработване на карти за сеизмичното райониране с отчитане на сеизмичния хазарт върху територията на страната. Наличен онлайн: <https://www.mrrb.bg/static/media/ups/articles/attachments/4934bd06998fe3c0ab0f8e4f264d33dc.pdf> Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [14] S. Su, Y. Hin M. Lu, M. Mutailipu, K. Yan, Y. Zhang and S. Qvist, Repowering Coal Power in China by Nuclear Energy – Implementation Strategy and Potential. *Energies* 15(3) 2022, 1072. <https://doi.org/10.3390/en15031072>

БЛАГОДАРНОСТ

Авторите изразяват своята признателност към Научноизследователския сектор при Технически университет – София за финансирането на това изследване по договор № 242PD0050-02.

АВТОРИ

ас. инж. Петър Петров, Технически университет – София, E-mail: pnpetrov@tu-sofia.bg
проф. д-р инж. Димитър Попов, Технически университет – София, E-mail: dpopov@tu-sofia.bg

МАЛКИ МОДУЛНИ РЕАКТОРИ И ПЕРСПЕКТИВИ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕТО ИМ ПРИ ЕНЕРГИЙНИЯ ПРЕХОД В БЪЛГАРИЯ

Петър Петров

SMALL MODULAR REACTORS AND POSSIBILITIES FOR THEIR USE IN THE ENERGY TRANSITION IN BULGARIA

Petar Petrov

Abstract: *The use of nuclear energy for peaceful purposes began approximately 75 years ago. Many models of different types of nuclear reactors have been designed along the years, but not all of them have reached commercial realization. Meanwhile the development of Small Modular Reactors (SMR) began about 15 years ago. Generation III and III+ reactors are currently being built, and SMR and Generation IV reactors are expected to be built in the next decade or two. Advanced nuclear technologies with minimal fuel cycle waste and SMRs are considered net-zero technologies and could replace the most environmentally polluting Coal-Firing Thermal Power Plants (CPPs). This paper provides an overview of the currently available SMR models and which ones could be used to retrofit and repower CPPs in Bulgaria, and which of them could only be used for replacement. Not only are the technologies considered, but also the level of readiness for their implementation in Bulgaria.*

ВЪВЕДЕНИЕ

Използването на ядрената енергия за мирни цели започва преди около 75 години, като първата ядрена електроцентрала (ЯЕЦ) в света е пусната в експлоатация през 1954 година. Много и различни модели ядрени реактори са проектирани през годините. Някои от тях са спрени още на етап проектиране, други стигат само до експериментален модел и само ограничен брой модели достигат до серийно производство. Това се дължи на относително малкия брой ЯЕЦ в света, както и на различните изисквания в различните държави. Преди около 15 години паралелно с развитието на традиционните реактори, започва разработването на малки модулни реактори (ММР). Ядрените реактори (ЯР) се класифицират по различни признаци, като най-важни са: спрямо използваните топлоносител и забавител и спрямо общото ниво на безопасност.

В края на 2020 година в световен мащаб, 96% от реакторите в експлоатация използват лека или тежка вода за топлоносител и/или забавител [1]. От 442 ЯР в експлоатация, 68% са реактори с вода под налягане (PWR), 14% са кипящи реактори (BWR), 11% са реактори с тежка вода под налягане (PHWR), 3% са реактори с топлоносител лека вода и забавител графит (LWGR), 3% са с топлоносител газ (GCR) и едва 1% са реактори-размножители на бързи неутрони (FBR). От вида на топлоносителя зависят параметрите на работното тяло в турбината, а оттам и термичния КПД на централата. ЯЕЦ с ЯР с топлоносител вода имат нисък абсолютен електрически КПД от порядъка на 30 ÷ 33% бруто. Основната причина за това положение се корени в ниския термичен КПД на използвания термодинамичен цикъл, респ. цикъла на Ренкин. ЯЕЦ реакторите на бързи неутрони и газоохлаждаемите реактори с топлоносител хелий могат да достигнат 40 ÷ 45% КПД. Тези типове реактори са два от шестте прогнозни типа реактори от поколение IV, но тяхното слабо разпространение води до малко натрупан експлоатационен опит. В зависимост от общото ниво на безопасност, към настоящия момент ЯР се делят на четири поколения. Понастоящем се въвеждат в експлоатация реактори от поколения III и III+ и се очаква в близко бъдеще да се строят

реактори от поколение IV. Очаква се реакторите от четвърто поколение да са от 6 типа [2] – свръхвисокотемпературни газоохладяеми реактори (VHTR), водоохладяеми реактори със свръхкритични параметри на парата (SCWR), реактори с разтопени соли (MSR), реактори на бързи неутрони с топлоносител натрий (SFR), реактори на бързи неутрони с топлоносител олово (LFR) и реактори на бързи неутрони с топлоносител газ (GFR), като само VHTR и SFR са познати донякъде, а MMP от LFR тип е на етап строителство. VHTR са следващата стъпка в развитието на високотемпературните газоохладяеми реактори (HTGR) с топлоносител хелий. MSR са в разработка от 60-те години на XX век, но все още са изправени пред редица препятствия [3].

ЯЕЦ могат да се класифицират и по електрическата си мощност и биват с голяма, средна и малка мощност [4] (Таблица 1). Тази класификация не е общоприета и е базирана на реакторите с топлоносител вода, т.е. топлинната мощност е при к.п.д. 33%.

Таблица 1.
Класификация на ЯЕЦ според мощността

	Електрическа мощност, MWe	Топлинна мощност, MW
ЯЕЦ с голяма мощност	>600	>1800
ЯЕЦ със средна мощност	300 ÷ 600	900 ÷ 1800
ЯЕЦ с малка мощност	≤300	<900

Съществува и подгрупата на т. нар. микрореактори, които според Международната агенция за атомна енергия, са ЯЕЦ с електрическа мощност до 10 MWe, а според друга класификация са с мощност до 50 MWe [4].

В последните години с развитието на MMP тази класификация се променя, като ЯР се разделят на две основни групи – типични големи енергийни реактори с мощност над и под 600 MWe на съответната ЯЕЦ. ЯЕЦ с MMP от поколение III+ или IV са електрическа мощност до 350 MW с малки изключения. Въпреки тяхното име, не всички MMP са от модулен тип, но поради относително малките си размери и тегло, те могат да бъдат сглобявани на място в завода производител и след това доставяни сглобени на площадката.

Ядрените технологии са наречени стратегически за европейската декарбонизация, като подобрените ядрени технологии с минимален отпадък от горивния цикъл и ядрените технологии с MMP се считат за технологии с нулеви нетни емисии, съгласно Законодателен акт за промишленост с нулеви нетни емисии на Европейската комисия [5]. Политиката за въглеродна неутралност до 2050 година налага спирането и замяната от страните, ратифицирали Парижкото споразумение, сред които е и България като част от Европейския съюз, на най-замърсяващите околната среда електро-произвеждащи мощности, за каквито се считат топлоелектрическите централи, изгарящи въглища (ВТЕЦ) [6]. Един от вариантите за замяната им е трансформирането им в ЯЕЦ (coal-to-nuclear, C2N). Подходящи за тази цел са технологиите използващи MMP и моделът БН-800 от големите ЯР [7]. Възможни са 3 варианта на C2N – „цялостна замяна“ (използва се площадката със спомагателните съоръжения, на която се разполага нов ядрен енергиен блок), „замяна на източника на енергия“ (заменя се парогенераторът (ПГ) от ВТЕЦ с ядрена паро-производителна инсталация (ЯППИ) и в общия случай се променя топлинната схема, заради междинното прегряване на парата) и „промяна на мощността“ (заменя се ПГ от ВТЕЦ с ЯППИ, която произвежда пара с по-ниски параметри от тези, с които работи съществуващата парна

турбина, което води до промени в нея, респ. с преминаването ѝ на работа с по-ниска мощност). Проблемът е, че голяма част от ММР са в процес на разработване, като някои вече са спрени, а малка част от тях са лицензирани. Няколко са в процес на строителство, като само един е пуснат в експлоатация. Известен брой се намират в т.нар предлицензионна процедура, което е предварителна оценка на части от проекта, която извършват само регулаторните органи на САЩ и Канада.

В настоящата публикация са разгледани наличните и разработваните модели ММР и са въведени критерии за селекция на най-подходящите за С2N трансформации, и най-вече за „замяна на източника на енергия“ или за „промяна на мощността“. Също така е направена първоначална оценка за възможността за използването им за С2N в Р. България.

ОБЩИ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА НАЛИЧНИТЕ ЯДРЕНИ ТЕХНОЛОГИИ И ТЯХНАТА ПРИЛОЖИМОСТ ПРИ С2N

Лицензираните и в процес на лицензиране ММР се групират в зависимост от използваните топлоносител и/или забавител, от които зависят параметрите на произведената пара и термичния к.п.д. на съответния модел ММР. От параметрите на произведената пара зависи доколко ЯППИ може да замени ПГ от ВТЕЦ, а от термодинамичните параметри на работното тяло и неговият дебит – топлинната мощност на турбината, поради което са и най-важни при обмислянето на вариантите на С2N „замяна на източника на енергия“ или „промяна на мощността“, т.е. с използване на паротурбинната инсталация (ПТИ) от ВТЕЦ. Оттам и моделите ЯР могат да се групират в 3 групи в зависимост от параметрите на произвежданата пара: с „високи параметри“, със „средни параметри“ и с „ниски параметри“ (Таблица 2).

Таблица 2.

Класификация на ЯППИ в зависимост от параметрите на произвежданата пара

	Температура, °C	Налягане, МПа
ЯППИ с „високи параметри“	>540	>13
ЯППИ със „средни параметри“	450 ÷ 510	>13
ЯППИ с „ниски параметри“	270 ÷ 350	<8

^a Таблицата се базира на наличните и разработваните модели към момента ММР и може да не е точна в бъдеще.

Трябва да се има предвид също, че едноконтурните реактори, които са без типичен парогенератор, са подходящи само за варианта „цялостна замяна“, тъй като през реактора и турбината преминава едно и също работно тяло и използването на друга турбина освен проектната е практически невъзможно.

ВТЕЦ в експлоатация или наскоро спрени се класифицират според параметрите на произвежданата пара и могат да се представят в четири групи [8], но за целите на настоящото проучване ще бъде добавена и пета група (Таблица 3).

Таблица 3.

Класификация на ВТЕЦ в зависимост от параметрите на произвежданата пара

	Температура, °C	Налягане, МПа
ВТЕЦ с високи параметри	≤545	12 ÷ 14
ВТЕЦ с подсвръхкритични	545 ÷ 565	16 ÷ 17

параметри		
ВТЕЦ със свръхкритични параметри	565 ÷ 580	22 ÷ 24
ВТЕЦ с надсвръхкритични параметри	595 ÷ 620	25 ÷ 34
ВТЕЦ с ултрасвръхкритични параметри	>705	>34

Използвайки обемните разходи и енталпийните падове, може с достатъчна точност да се определи на колко процента от номиналната си мощност би могла да работи ПТИ, заменяйки даден ПГ с ЯППИ. Прилагайки консервативен подход се приема, че на изхода на турбината влагосъдържанието е 0% за ВТЕЦ, ЯППИ с „високи параметри“ и ЯППИ със „средни параметри“ и 10% за ЯППИ с „ниски параметри“, а температурата на парата на изхода на турбината е 25 °С. Приравнявайки обемните разходи на пара у-ние (1) от ПГ и ЯППИ, т.е. запазвайки максимално режима на работа на турбината, се получава съотношението на масовите дебити. Сравнявайки вътрешната мощност (2), може да се получи на колко процента от номиналната си мощност би могла да работи ПТИ, заменяйки даден ПГ с ЯППИ от даден модел ЯР.

$$Q = \frac{D}{\rho} = v \cdot D, \quad (1)$$

където: Q е обемният разход;

D – масовият разход;

ρ – плътността;

v – специфичният обем.

$$P = D \cdot (h' - h''), \quad (2)$$

където: P е вътрешната мощност на турбината;

h' – енталпията на парата на входа на турбината;

h'' – енталпията на парата на изхода от турбината.

Модели ЯР с „високи параметри“ на произвежданата пара.

Към настоящия момент, в тази група попадат HTGR и MSR MMP-и, които биха били подходящи за вариантите „замяна на източника на енергия“ и „промяна на мощността“. Това са моделите HTR-PM, Xe-100, KP-FHR, SSR-W300 и IMSR400 [7]. Директна замяна на ПГ от ВТЕЦ с ЯППИ е невъзможна, поради организацията на междинното прегряване на парата във ВТЕЦ, което се осъществява в ПГ. Вероятно ЯППИ с някои модели MMP като KP-FHR ще позволяват междинно прегряване подобно на това във ВТЕЦ [9], но те ще са по-скоро изключение. Очаква се ЯППИ и MSR моделите да произвеждат пара с минимална температура от 570 °С и високо налягане от порядъка на 19 MPa [9,10,11]. Предвижда се да използват за гориво високообогатен уран, като в случая на KP-FHR обогатяването ще е приблизително 19,5%, което ще осигури маневреност на реактора. Въпреки положителните си характеристики за C2N, MSR моделите са неприложими, докато не преодолеят проблемите относно лицензирането си [3].

Моделът HTR-PM е HTGR от басейнов тип. Топлинната му мощност е 500 MW (два реактора с мощност 250 MW всеки), електрическата мощност на енергийния блок – 211 MW, а нетната 200 MWe. Горивото е UO₂ с обогатяване по ²³⁵U 8,5%, което е вградено под формата на микроелементи в графитен забавител със сферична форма. Средният престой на

графитните сфери, съответно горивото в реактора е 1057 дни, като подмяната им става при работещ реактор. Така разположено горивото и с това обогатяване, позволява определена гъвкавост за промяна на мощността на реактора. Топлоносителят е хелий под налягане 7 МПа, който се загрява в реактора от 250 до 750 °С. Първи контур се състои от 3 кръга и съответно има 3 парогенератора. Те произвеждат прегрята пара с температура 566 °С, налягане 13,24 МПа и общ дебит 186,39 kg/s. Проектният му живот е 40 години [12]. Той отговаря на всички характеристики на реактор четвърто поколение – висока икономичност, повишена безопасност, минимално количество отпадъци и намален риск за използване на ядрен материал за оръжейни цели, като едно от предназначенията му е за използване при C2N [13]. Също би могъл да се използва за когенерация и производството на водород [13]. Въпреки много малкия си брой, HTGR модели са в експлоатация от десетилетия и може да се каже, че са по-малко рисковата технология от двете експлоатирани технологии част от четвърто поколение.

В табл. 4 е дадено какъв процент от номиналната мощност на ПТИ на 4 примерни ВТЕЦ могат да осигурят моделите HTR-PM и IMSR400.

Таблица 4.

Използваемост на ЯР с „високи параметри“ на произвежданата пара за C2N

	HTR-PM, %	IMSR400, %
ВТЕЦ с $t = 545\text{ °C}$ и $p = 14\text{ МПа}$	97,0	139,0
ВТЕЦ с $t = 565\text{ °C}$ и $p = 17\text{ МПа}$	79,0	113,5
ВТЕЦ с $t = 580\text{ °C}$ и $p = 24\text{ МПа}$	56,7	81,0
ВТЕЦ с $t = 620\text{ °C}$ и $p = 34\text{ МПа}$	39,6	56,8

От получените резултати се вижда, че на този етап най-оправдано е използването на модела HTR-PM за варианта „замяна на източника на енергия“ при ВТЕЦ с високи параметри на произвежданата пара.

Модели ЯР със „средни параметри“ на произвежданата пара.

Тази група към момента включва модели на реактори-размножители с топлоносител течен метал, тоест LFR и SFR модели MMP, както и моделът БН-800. Почти всички модели са с топлоносител течен натрий – CFR-600, БН-800, ARC-100, PRISM и Natrium [7], и един е с топлоносител разтопено олово – БРЕСТ [7]. Това са маневрени реактори, тъй като обикновено използват урано-плутониево гориво и са с висок коефициент на възпроизводство – 1 до 1,2. Предвиденият експлоатационен живот е поне 30 години: БРЕСТ – 30 години, БН-800 – 40 години, CFR-600 – 60 години. Поради голямата си мощност моделът БН-800 е използваем най-вече за варианта „цялостна замяна“. SFR моделите са отдавна в експлоатация, но много малко на брой, поради рисковата си технология, а това се дължи най-вече на физичните и химичните свойства на натрия. Моделът БРЕСТ ще е първият LFR в света, което означава липса на експлоатационен опит с такъв тип реактори.

В табл. 5 са систематизирани данни за примерни ВТЕЦ, относно процентът от номиналната мощност на ПТИ, който могат да осигурят моделите БРЕСТ, БН-800 и CFR-600.

Таблица 5.

Използваемост на ЯР със „средни параметри“ на произвежданата пара за C2N

	БРЕСТ, %	БН-800, %	CFR-600, %
ВТЕЦ с $t = 545\text{ °C}$ и $p = 14$	112,6	90,7	90,8

МПа			
ВТЕЦ с $t = 565\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 17\text{ МПа}$	91,7	73,8	73,9
ВТЕЦ с $t = 580\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 24\text{ МПа}$	65,7	52,9	53,0
ВТЕЦ с $t = 620\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 34\text{ МПа}$	45,9	36,9	37,0

Получените резултати, както и рисковата SFR технология и непознатата LFR правят тази група ЯР на този етап по-скоро неприложима за C2N. В бъдеще повечето модели от тази група биха могли да се използват за варианта „промяна на мощността“ и единствено моделът БРЕСТ би могъл да се използва за „замяна на източника на енергия“ в отделни случаи, като може да са необходими допълнителни якостни пресмятания, поради високото налягане на произвежданата пара – 17 МПа.

Модели ЯР с „ниски параметри“ на произвежданата пара.

Към настоящия момент в тази група влизат PWR и BWR модели MMP-и. Това са моделите BWXR-300, ACP-100, CAREM25, VOYGR, SMART, Holtec SMR-160, Holtec SMR-300, AP300, КЛТ-40С, РИТМ-200Н, CAREM и Rolls-Royce SMR (UK SMR) [7]. BWXR-300 е кипящ реактор, тоест едноконтурен, което го прави приложим единствено за варианта „цялостна замяна“. ЯППИ с тези модели произвеждат суха наситена или слабо прегрята пара. Друга тяхна особеност е, че работят с гориво UO_2 с обогатяване до 5%, което ги прави неманеврени и подходящи единствено да покриват базовия товар на енергийната система. Единствените маневрени реактори от тази група към настоящия момент са моделите КЛТ-40С и РИТМ-200Н, които работят с гориво с обогатяване до 20%.

В табл. 6 са представени данни за процента от номиналната мощност на ПТИ на примерни ВТЕЦ, който могат да осигурят моделите UK SMR, SMART, VOYGR и РИТМ-200Н.

Таблица 6.

Използваемост на ЯР (ЯППИ) с „ниски параметри“ на произвежданата пара за C2N

	UK, %	SMART, %	VOYGR, %	РИТМ-200Н, %
ВТЕЦ с $t = 545\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 14\text{ МПа}$	50,6	38,5	28,3	29,0
ВТЕЦ с $t = 565\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 17\text{ МПа}$	41,0	31,3	23,0	23,6
ВТЕЦ с $t = 580\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 24\text{ МПа}$	29,5	22,5	16,5	16,9
ВТЕЦ с $t = 620\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 34\text{ МПа}$	20,6	15,7	11,5	11,8

От получените резултати ясно се вижда, че моделите от тази група са подходящи за варианта „цялостна замяна“ и, че моделите, които произвеждат суха наситена пара, са по-удачния избор за варианта „промяна на мощността“. Проблемът е, че използването на кой да е от тези модели при „промяна на мощността“ ще наложи реконструкция на турбината за работа с влажна пара и тяхното използване в този случай има смисъл от изследователска гледна точка и за евентуално удължено използване на остатъчния ресурс на турбината. Вторият вариант е най-вече оправдан при използване на модела UK SMR. Този модел е с

проектен срок на експлоатация 60 години и се очаква да издържа на земетресение с максимално ускорение $>0,3g$ [14]. ЯЕЦ с този модел ще е с мощност 470 MWe, което означава, че трябва да захранва турбина или турбини със съответните номинални параметри с номинална мощност под 230 MWe.

ПОДХОДЯЩИ МОДЕЛИ ММР ЗА С2N В Р. БЪЛГАРИЯ

В Р. България има четири големи ВТЕЦ, които биха могли да се заменят с ЯЕЦ. Това са ТЕЦ „Бобов дол“ (БД), ТЕЦ „Ей И ЕС-3С Марица Изток 1“ (МИ1), ТЕЦ „Марица Изток 2“ (МИ2) и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ (МИ3). Важните характеристики и параметри на парните им турбини са дадени в табл. 7 [15,16].

Таблица 7.

Параметри на парните турбини (ПТ) в България, с възможност за използване при С2N

ТЕЦ	Год.	Бр.	Мощност, MWe	Разход, т/ч	Температура, °C	Налягане, МПа
БД	50	3	210	640	545	13,75
МИ1	13	2	335	1000	540	18,00
МИ2	16	3	205	480	540	12,75
МИ2	24	1	165	480	540	12,75
МИ2	37	2	210	636	540	12,75
МИ2	32	2	215	636	540	12,75
МИ3	45	4	227	636	540	12,75

От данните се вижда, че повечето налични ПТ в България работят със свежа пара с температура 540 °C и налягане 12,75 МПа. Също така, повечето от тях са работили над 20 години, което не дава основание да се смята, че имат достатъчен остатъчен ресурс. Трябва да се има и предвид, че четирите турбини в МИ3 и двете 210 мегаватова и двете 215 мегаватова турбини в МИ2 са реновирани в част цилиндър ниско налягане (ЦНН) преди 15 ÷ 18 години.

В съответствие с получените резултати в предходната точка, мощността на моделите ММР и мощността на ПТ, в табл. 8 е дадено какъв процент от номиналната мощност на ПТИ за турбините в България, работили по-малко от 40 години, могат да осигурят моделите HTR-PM, БРЕСТ, UK SMR, CFR-600 и Xe-100, като последният модел е с мощност 87 MWe и ще произвежда пара с температура 565 °C, налягане 16,5 МПа и разход 76,8 kg/s [17].

Таблица 8.

Използваемост на ПТ в България при С2N

	UK, %	HTR-PM, %	БРЕСТ, %	CFR-600, %	Xe-100, %
ПТ с $t = 540$ °C и $p=18$ МПа	40,4	77,6	72,4	72,5	95,4
ПТ с $t = 540$ °C и $p=12,75$ МПа	55,6	106,7	99,6	99,8	131,0

От получените резултати се вижда, че 205 мегаватова турбина би могла да работи на поне 100% от номиналната си мощност с модела HTR-PM, 335 мегаватова турбина може да работи на поне 95% от номиналната си мощност с 4 реактора от модела Xe-100, моделът Rolls-Royce SMR може да работи на номинална мощност (470 MWe), захранвайки с пара

едновременно двете 210 мегаватови турбини и двете 215 мегаватови турбини от МИ2, и че на този етап няма достатъчно подходящ модел MMP за 165 мегаватовата турбина.

По-детайлните пресмятания с отчитане на разхода на пара за модела HTR-PM с 205 мегаватова турбина с температура 540 °C и налягане 12,75 МПа и за модела Хе-100 с 335 мегаватова турбина с температура 540 °C и налягане 18 МПа, показват, че междинният прегрев е осъществим и температурата на парата след него би достигнала поне 540 °C, което прави първоначалното допускане за междинния прегрев вярно. Тези сметки потвърждават и първият резултат, че 205 мегаватова турбина би могла да работи на поне 100% от номиналната си мощност с модела HTR-PM, но занижават на 90% мощността, на която ще може да работи 335 мегаватова турбина с 4 реактора от модела Хе-100. Последното се обяснява с почти еднакви параметри на парата, произведена в ПГ на ВТЕЦ и от MMP, в ЦНН на турбината, а разходът на пара в двата случая е доста различен. Трябва да се има предвид, че това са предварителни оценки, без да се отчитат подробно характеристиките на проточната част на турбината и регенеративната ѝ система. Такива пресмятания за модела Rolls-Royce SMR няма да са точни, поради това че няма данни за разхода на произведената от него пара и ПТ от ВТЕЦ е проектирана да работи с прегрята пара, а този модел MMP произвежда суха наситена пара.

ИЗВОДИ

MMP са нова технология в начален етап на развитие и има само един реактор в експлоатация и един, който е построен, но няма данни да е свързан с електрическата мрежа. Има сигурни данни само за два модела, че една от целите при проектирането им, е за използване при C2N – HTR-PM и KP-FHR. Положителното е, че моделът HTR-PM е пуснатият в експлоатация, но за сметка на това пред модела KP-FHR има все още много препятствия преди въвеждането му в експлоатация. И двата модела са подходящи за варианта „замяна на източника на енергия“ при част от ВТЕЦ, който по първоначални оценки е и икономически най-изгодният. Моделът HTR-PM е най-добрият кандидат за използване при C2N към настоящия момент. Други модели, които биха могли да се използват на този етап, но при доста голям риск, са БРЕСТ и Rolls-Royce SMR, като първият би могъл да се използва основно за варианта „промяна на мощността“, но трябва да се има предвид, че това е първият модел LFR и няма никакъв експлоатационен опит на световно ниво, а вторият би могъл да се използва за евентуално удължаване на срока на експлоатация на ПТИ, като турбината ще работи с около 50% процента от номиналната си мощност. SFR моделите биха могли да се използват за варианта „промяна на мощността“, но бързите реактори с натриев топлоносител са много рискова и слабо позната технология, въпреки дългогодишната си експлоатация, което е голяма пречка за използването им при C2N. Всички модели биха могли да се използват за варианта „цялостна замяна“, стига площадката, заемана от ВТЕЦ, да отговаря на изискванията за разполагане на ЯЕЦ.

На този етап в Р. България има 3 възможности за C2N с използване на ПТИ. Първият е на модела HTR-PM с турбина 205 MW от ТЕЦ „Марица Изток 2“, вторият – на 4 реактора от модела Хе-100 с турбина 335 MW от ТЕЦ „ЕИ И ЕС-3С Марица Изток 1“, а третият – на Rolls-Royce SMR, който да захранва с пара едновременно двете турбини 210 MW и двете 215 MW от ТЕЦ „Марица Изток 2“. Четирите турбини от третия вариант ще работят с ниски параметри и номинален дебит, а и оттам с около 55% от номиналната си мощност. Работата на доста по-ниски параметри би трябвало да удължи значително експлоатационния им срок, като обаче преди това трябва да бъдат пригодени за работа с влажна пара. Освен това, България би била подготвена най-много за третия вариант, след като експлоатира реактори с вода под налягане макар и от различен вид.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Nuclear Power Reactors in the World. Наличен онлайн: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-41_web.pdf. Дата на достъп 12.04.2024 г.
- [2] https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_59461/generation-iv-systems. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [3] IAEA Technical Reports Series No. 489 Status of Molten Salt Reactor Technology. Наличен онлайн: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/STI-DOC-010-489_web.pdf. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [4] Ronald King Consulting, From Coal to Nuclear: A Practical Guide for Developing Nuclear Energy Facilities in Coal Plant Communities. Наличен онлайн: https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002026517/0/Product_. Дата на достъп 12.04.2024 г.
- [5] Регламент на европейския парламент и на съвета за създаване на рамка от мерки за укрепване на европейската екосистема за производство на продукти в областта на технологиите за нулеви нетни емисии (законодателен акт за промишленост с нулеви нетни емисии). Наличен онлайн: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0161>. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [6] Закон за ратифициране на Споразумението от Париж към Рамковата конвенция на Обединените нации по изменение на климата и за приемане на декларация по чл. 9, параграф 1 от споразумението. Наличен онлайн: https://parliament.bg/bills/43/602-02-34_ZR_Sporazumenieto_ot_Parizh_po_izmenenie_klimata.PDF. Дата на достъп 29.04.2024 г.
- [7] P. Petrov and S. Boycheva, Opportunities and challenges of converting coal-fired power plants to nuclear power plants. Докладвана на 29-та конференция на ЕМФ, 14-15 май 2024 г.
- [8] A. Nair and S. Kumanan, Newer Materials for Supercritical Power Plant Components – A Manufacturability Study. Proceedings of the International Conference on Advances in Production and Industrial Engineering (INCAPIE_2015), NIT Trichy, At: 326-332. Наличен онлайн: https://www.researchgate.net/publication/301294683_Newer_Materials_for_Supercritical_Power_Plant_Components_-_A_Manufacturability_Study. Дата на достъп 17.05.2024 г.
- [9] <https://kairopower.com/technology/>. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [10] https://ressources-naturelles.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/energy-resources/Moltex_-_SSR_-_Low_cost_nuclear_power.pdf. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [11] Status Report – IMSR-400. Наличен онлайн: <https://aris.iaea.org/PDF/IMSR400.pdf>. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [12] Status report 96 – High Temperature Gas Cooled Reactor – Pebble-Bed Module (HTR_PM). Наличен онлайн: <https://aris.iaea.org/PDF/HTR-PM.pdf>. Дата на достъп 17.05.2024 г.
- [13] Li Fu, Chinese HTR Program. Наличен онлайн: https://www.ifnec.org/ifnec/upload/docs/application/pdf/2019-09/2-3_chinese_htr_program-lifu-1909_new.pdf. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [14] Status report – UK SMR (Rolls-Royce and Partners, United Kingdom 2019/09/30). Наличен онлайн: https://aris.iaea.org/PDF/UK-SMR_2020.pdf. Дата на достъп 14.05.2024 г.
- [15] Н. Набатов, Д. Тафров, Т. Христова, К. Кънев, Й. Попов, С. Симеонов, Н. Пеловски, И. Айолов, Е. Харитонов, М. Дичева и Й. Йовчев, Електроенергетиката на България. ISBN 978-954-378-081-5.
- [16] Г. Стайков, ТЕЦ „Марица Изток 2“ – Справочник за ремонт на турбини. ISBN 978-954-9387-63-6.
- [17] X-Energy. Наличен онлайн: <https://www.nice-future.org/docs/nicefuturelibraries/default-document-library/x-energy.pdf>. Дата на достъп 18.05.2024 г.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторът изразява своята признателност към Научноизследователския сектор при Технически университет – София за финансирането на това изследване по договор № 242PD0050-02.

АВТОР

ас. инж. Петър Петров, Технически университет – София, E-mail: pnpetrov@tu-sofia.bg

ИЗСЛЕДВАНЕ НА НЕГАТИВНИТЕ ЕФЕКТИ ПРИ ИЗГАРЯНЕ НА БИОМАСА ОТ ТВЪРДИ СЕЛСКОСТОПАНСКИ ОТПАДЪЦИ

Николай Георгиев

INVESTIGATION OF THE NEGATIVE EFFECTS OF BIOMASS COMBUSTION FROM AGRICULTURAL SOLID WASTE

Nikolay Georgiev

Abstract. *With the adoption of the European Green Deal, the European Commission set the goal for Europe to become the first climate neutral continent until 2050. With respect to this, several sectors of the industry such as energy, transport, metallurgy and agriculture, will face serious challenges in order to emit zero or close to zero emissions of carbon dioxide. In this report we will look at the problems associated with the combined direct combustion of biomass and coal in power boilers. The presence of alkali metals (mainly potassium K) and chlorine (Cl) in the mineral part of the biomass causing high-temperature corrosion and the low melting temperature of the ash causing the deposition of mineral mass on the heating surfaces (slagging). The advances in and the introduction of innovative technological solutions for coal usage is a meaningful action of critical value. Not only in Bulgaria, but also on a global scale, coal continues to be an important and affordable energy source. By combining biomass, a greenhouse gas-free resource with coal, we will facilitate the transition to a circular economy and zero net CO₂ emissions on the European continent.*

УВОД

С приемането на „Европейският Зелен Пакт“ (A European Green Deal), Европейската комисия заяви целта, Европа да се превърне в първия неутрален по отношение на климата континент в света до 2050г. В тази връзка, редица отрасли като, енергетиката, транспорта, металургията и селското стопанство, ще се изправят пред сериозното предизвикателство да емитират нулеви, или близки до нулата емисии въглероден диоксид.

В настоящият доклад ще разгледаме проблемите които съпътстват комбинираното директно изгаряне на биомаса и въглища в енергийни котли. Наличието на алкални метали (най-вече калий K) и хлор (Cl) в минералната част на биомасата, причинявайки високотемпературна корозия и ниската температура на топене на пепелта причинявайки отлагане на минерална маса върху нагревните повърхности (шлаковане).

Развитието и внедряването на иновативни технологични решения за използването на въглища, е важно и изпълнено със смисъл действие. Не само в България, но и в световен мащаб въглищата продължават да са важен и достъпен енергоносител. Комбинирайки биомасата, един без емисионен от към парникови газове ресурс с въглищата, ще улесним прехода към кръгова икономика и нулеви нетни емисии CO₂ на Европейския континент.

ИЗЛОЖЕНИЕ

Биомасата е един от най-ценните и многофункционални ресурси на Земята, която представлява слънчева енергия, съхранявана под химическа форма в растителните и животинските тъкан. Тя осигурява не само храна, но и енергия, строителни материали, хартия, платове, лекарства и химически вещества. Използва се като източник на енергия още от откриването на огъня.

Емисиите парникови газове от биомаса се приемат за нулеви, тъй като отделеният CO₂ се връща в естествения цикъл на въглерода и се използва от растенията за техния растеж посредством фотосинтеза.

В съответствие с Парижкото споразумение за намаляване на въглеродните емисии с най-малко 55% до 2030г. в спрямо равнищата от 1990г., употребата на достатъчно биомаса, може да допринесе значително в борбата с изменение на климата. Съвместното изгаряне на биомаса и въглища представлява обещаваща технология и рентабилна опция която допринася за намаляване на вредните емисии и оползотворяване на местен възобновяем енергиен източник. Какъвто се явява биомасата.

При директното комбинирано изгаряне на въглища и биомаса, следните параметри трябва да се вземат под внимание, предвид важността им:

1. Качество на въглищата и биомасата: с повишаване на калоричността на гориво се повишава и температурата в печната камера, което би се отразило върху образуването на NO_x, ако концентрацията на азот в горивото също е висока;
2. Едрината за смлените частици гориво (въглища и биомаса) директно определя горивния процес и скоростта на възпламеняване и времето необходимо за пълно изгаряне на частиците гориво. Ако частиците биомаса са прекалено едри, е възможно да нямат достатъчно време да изгорят напълно преди да достигнат до конвективните нагревни повърхности, където да се отложат предизвиквайки корозия;
3. Количеството биомаса трябва да е такова, че топлинното съотношение въглища/биомаса да не нарушава нормалната работа на енергийния котел;
4. Начина на подаване на биомасата за изгаряне в печната камера. При директното комбинирано изгаряне на въглища и биомаса, вариантите са три.
 - 4.1. Използване на съществуващите прахоприготвящи системи. Това е удачно когато използваната биомаса има близки характеристики с въглищата. Най-често това е дървесна биомаса, като дървесни пелети или отпадъци от горската или дървообработваща промишленост. Двете горива се смесват предварително и се подават заедно в прахоприготвящите системи на енергийния котел.
 - 4.2. Предварителна подготовка като подсушаване и раздробяване (смилање) се извършва преди да се подаде по подходящ начин към съществуващите горивни уредби за изгаряне в печната камера. Като смесването с въглищата става в самите горелки. Тук е необходимо да се извърши съответното преустройство на горивната инсталация за да се осъществи тази схема на работа.
 - 4.3. Третия вариант за директно комбинирано изгаряне на въглища и биомаса повтаря втория, но тук биомасата се подава за изгаряне в отделни горелки. Този вариант е по сложен за изпълнение, но се отплаща с по добър контрол върху горивния процес, а от там и с по-добър контрол върху негативните ефекти като опасност от шлаковане и корозия по нагревните повърхности.

В практиката, при съвместно изгаряне на въглища и повечето видове биомаса в котли с прахово изгаряне, размера на частиците биомаса може да варира от няколко милиметра до няколко сантиметра. В комбинация с високото съдържание на влага, това води до забавяне на изгарянето на частичките биомаса и по ниски пикови температури в печната камера.

Най-подходящите видове биомаса от селскостопански отпадъци за директно комбинирано изгаряне са соевите стебла, тютюневите стебла, слама, слънчогледови и царевични стебла. Биомасата от соеви и тютюневи стебла е подходяща поради високата температура на топене на минералната маса. Но соята и тютюна не са масово отглеждани култури в България. Наличния значителния неизползван потенциал на биомаса от твърди селскостопански отпадъци в страната е от пшенична слама, слънчогледови и царевични стебла, както е видно от Таблица 1.

Таблица 1.

Култури	2023 година		2022 година		2021 година		2020 година	
	Площ (ha)	% от обработваема земя	Площ (ha)	% от обработваема земя	Площ (ha)	% от обработваема земя	Площ (ha)	% от обработваема земя
Пшеница	1 301 482	37.5%	1 207 969	35.0%	1 247 453	35.8%	1 203 964	34.6%
Ечемик	151 880	4.4%	127 270	3.7%	139 109	4.0 %	131 340	3.8 %
Царевица	595 560	17.1%	572 048	16.6%	633 735	18.2 %	642 373	18.5 %
Слънчоглед	892 956	25.7%	985 591	28.5%	840 185	24.1 %	888 200	25.5 %

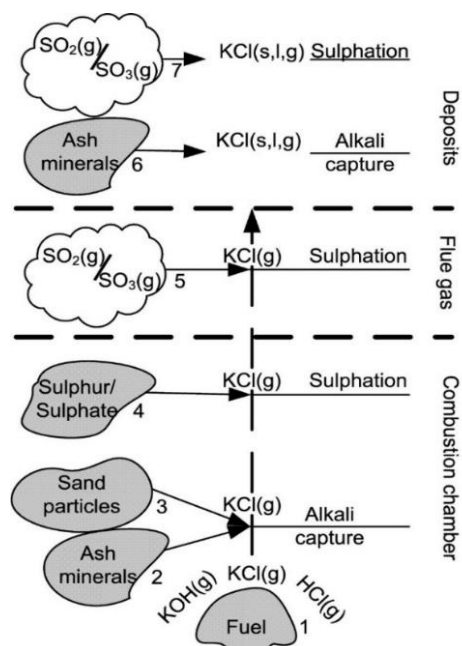
Благодарение на високото съдържание на алкални метали (K и Na, но основно K) и силиций, пепелта от биомаса има по-ниска температура на топене сравнение с въглищата. Температурата на размекване частиците пепел от слама е в границите 750÷1100 °C, а температурата на втечняване 1100÷1350°C. Затова когато се изгаря в инсталации проектирани за въглища, трябва да се подхожда внимателно и количеството биомаса да се оптимизира. Така може да се избегне отлагането на лесно топима пепел по нагревните повърхности.

Редица изследвания и практически опит в световен мащаб в областта на съвместното изгаряне на биомаса и въглища, открояват два основни проблема. Наличието на алкални метали (най-вече калий K) и хлор (Cl) в минералната част на биомасата, причинявайки високотемпературна корозия и ниската температура на топене на пепелта причинявайки отлагане на минерална маса върху нагревните повърхности (шлаковане).

При изгарянето на биомасата K и Cl в състава на горивото реагират образувайки газообразен KCl, който кондензира по конвективните нагревни повърхности. Част от отнесената пепел полепва образувайки отложения причиняващи корозия.

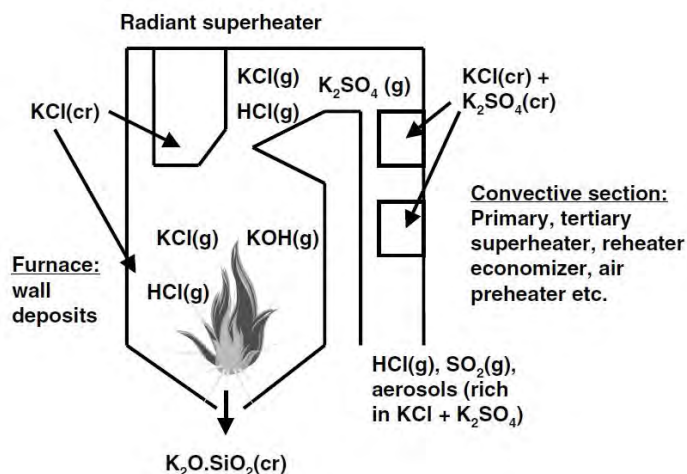
На фиг.1 са показани пътищата на KCl по време на изгаряне на биомасата.

1. Освобождаване на KOH, KCl и HCl от горивните частици в пещната камера;
2. Улавяне на алкални елементи от пепелни частици в пещната камера;
3. Улавяне на алкални елементи чрез реакции с пясъчни частици в пещната камера;
4. Сулфатизация на KCl в пещната камера;
5. Сулфатизация на газообразен KCl в димните газове;
6. Улавяне на алкални елементи в отнесените пепелни частици;
7. Сулфатизация на KCl в отлагания от SO₂/SO₃.



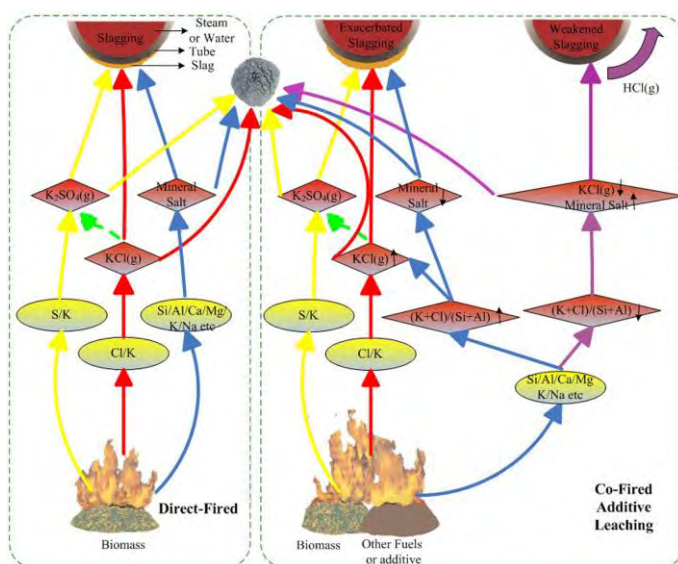
Фиг. 1.

На фиг.2 е показана принципна схема на калия, сярата и хлора в химичните взаимодействия на елементите.



Фиг. 2.

На фиг.3 е показана принципна схема на механизма на шлаковане в котли, работещи с биомаса



Фиг. 3.

Част от възможните решения на проблемите с високотемпературната корозия и шлаковането са следните:

- Предварителна подготовка на биомасата от селскостопански отпадъци преди изгаряне. Това включва измиване на горивото с вода. По този начин съдържанието на K, Na, Cl и S може да се намали с 60÷90 %. Подобен ефект има и оставянето на биомасата на полето след прибиране на реколтата за известно време.
- Киселинното ецване може частично да премахне неорганичните елементи на биомасата като K, Mg, Ca. 5% разтвор на солна киселина (HCl) и дестилирана вода имат добър ефект.
- Добавянето на каолин към горивото е доказан метод който има положително въздействие редуцирайки KCl в следствие на което значително намалява и отложенията по награвните повърхности.
- Дозиране на амониев сулфат в печната камера. Елементарна сяра (S) в горивото или други добавки, съдържащи сяра/сулфат, като амониев сулфат ($(NH_4)_2SO_4$) могат да се

използват за сулфатизация на алкални хлориди (главно KCl по време на изгаряне на биомаса):

- (R1) $\text{KOH} + \text{HCl} \leftrightarrow \text{KCl} + \text{H}_2\text{O}$
- (R2) $2\text{KCl} + \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{K}_2\text{SO}_4 + 2\text{HCl}$
- (R3) $\text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \leftrightarrow \text{SO}_3$
- (R4) $2\text{KCl} + \text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{K}_2\text{SO}_4 + 2\text{HCl}$
- (R5) $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4 \rightarrow 2\text{NH}_3 + \text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O}$
- Добавяне на торф към горивната смес и дозиране на амониев сулфат в пещната камера. Съвместното изгаряне на биомаса с торф може да намали отлаганията на пепел и образуването на високотемпературна корозия, когато се използват горива от биомаса, богати на хлор като сламата.
- (R11a) $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 2\text{SiO}_2 + 2\text{KCl} (\text{g}) \Rightarrow 2\text{KAlSi}_2\text{O}_6 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{HCl} (\text{g})$
- (R11b) $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 2\text{KCl} (\text{g}) \Rightarrow 2\text{KAlSiO}_4 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{HCl} (\text{g})$
- Използване на неръждаема стомана с високо съдържание на хром и никел за конвективните паропрегреватели. Тъй като тези стомани показват известна устойчивост срещу корозивното въздействие на KCl.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Макар и предизвикателно, наличните технологични решения за минимизиране на негативните ефекти от високото съдържание на калий и хлор в състава на растителната биомаса, дават увереност за успешно прилагане на комбинирано директно изгаряне на биомаса и въглища в енергийни котли.

Правилната формула за работеща инсталация за комбинирано директно изгаряне на растителна биомаса и въглища е оптимизационна задача. Трябва да се съобразят множество фактори, като:

- Избор на подходящ вид биомаса или смес от няколко вида;
- Едрина на смилане на горивото
- Подходящ начин на смесване на двата вида гориво. Дали ще се смесва предварително и обща прахоприготвяща система ще го смила или биомасата ще се подготвя предварително и смесването ще става с пещната камера.
- Подходящо енергийно съотношение на въглища/биомаса.
- Избор на материал който да се добави към горивния процес, като каолин, амониев сулфат или торф, за редуциране на KCl и неговите отложения по нагrevните повърхности.
- Макар и скъпо, използването на нагrevни повърхности изработени от неръждаема стомана с високо съдържание на хром и никел е работещо решение.

Предвид политиката за борба срещу климатичните промени обхванала много страни разчитащи на въглища, технологиите за подобряване на ефективността на експлоатацията на въглища и в крайна сметка за значително намаляване на емисиите на CO₂ са от съществено значение.

Биомасата е единствения възобновяем енергиен източник, който може директно да замени изкопаемите горива. Съвместното изгаряне на биомаса с въглища е бърз и сравнително надежден начин за намаляване на емисиите парникови газове и запазване на природните ресурси. Следователно това е устойчив временен механизъм за изпълняване ангажиментите по „Европейският Зелен Пакт“.

ЛИТЕРАТУРА

[1] EVALUATION OF CORROSIVE EFFECTS IN CO-FIRING PROCESS OF BIOMASS AND COAL - Ionel Pîșă, Corina Rădulescu, Lucian Mihăescu, Gheorghe Lăzăroiu, Gabriel Negreanu, Simona Zamfir, Dănuț Văirenu;

[2] Combustion, emission and slagging characteristics for typical agricultural crop straw usage in heating plants - Qin Yang, Tao Wang, Jiawei Wang, Zifeng Sui, Linzhen Wang, Yongsheng Zhang, Wei-Ping Pan;

- [3] Mathematical modelling and optimisation of lignite and wheat straw cocombustion in 350 MWe boiler furnace - Aleksandar Milićević, Srdjan Belošević, Nenad Crnomarković, Ivan Tomanović, Dragan Tucaković;
- [4] Numerical study of co-firing lignite and agricultural biomass in utility boiler under variable operation conditions - Aleksandar Milicević, Srdjan Belošević, Nenad Crnomarković, Ivan Tomanović, Andrijana Stojanović, Dragan Tucaković, Lei Deng, Defu Che;
- [5] Numerical modelling of the coal phase-out through ammonia and biomass co-firing in a pilot-scale fluidized bed reactor - Joao ~ Sousa Cardoso, Valter Silva, Jos'e Antonio Mayoral Chavando, Daniela Eus'ebio, Matthew J. Hall;
- [6] Strategies to Reduce Gaseous KCl and Chlorine in Deposits during Combustion of Biomass in Fluidised Bed Boilers - HAKAN KASSMAN ISBN 978-91-7385-667-6;
- [7] The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers - H.P. Nielsen, F.J. Frandsen, K. Dam-Johansen, L.L. Baxter;
- [8] Short review on the origin and countermeasure of biomass slagging in grate furnace - *Yiming Zhu, Yanqing Niu, Houzhang Tan and Xuebin Wang*;
- [9] Combustion, emission and slagging characteristics for typical agricultural crop straw usage in heating plants, Qin Yang - *Thermochimica Acta*;
- [10] Ash deposition and fine particle formation when utilizing biomass and coal fly ash in lab-, pilot- and full-scale, Flemming J. Frandsen;
- [11] Corrosion of superheater materials by alkali chloride salt mixtures – The role of the presence of molten phase, Elisa Hupa;
- [12] Investigation of slagging in pulverized fuel co-combustion of biomass and coal at a pilot-scale test facility - T. Heinzl, V. Siegle, H. Spliethoff, K.R.G. Hein;
- [13] Waste Biomass as Alternative Bio-Fuel - Co-Firing versus Direct Combustion, Gavrilă Trif-Tordai and Ioana Ionel;

АВТОР

маг. инж. Николай Начев Георгиев – зам.-начальник Котелен цех в ТЕЦ „МАРИЦА ИСТОК 2“ ЕАД

ИДЕЕН ПРОЕКТ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ЕДИН МИЛИОН ПОКРИВНИ И АГРОФОТОВОЛТАИЧНИ ЦЕНТРАЛИ ПЛЮС СЪХРАНЕНИЕ

Христо Василев, Радослав Кючуков, Владислав Ангелов

CONCEPTUAL PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF ONE MILLION ROOFTOP AND AGRI-PHOTOVOLTAIC PLANTS PLUS STORAGE

Hristo Vasilev, Radoslav Kyuchukov, Vladislav Angelov

Abstract: Conceptual project to build one million rooftop and agro-photovoltaic plants plus storage. The report presents: main elements of the concept project; the quality of the electricity supply in the project implementation; bulgarian households - both producers and consumers of electrical energy; other questions.

ВЪВЕДЕНИЕ

Нулево или близко до нулевото енергопотребление е реално постижимо при домакинства, които освен топлоизолирането на жилищата, изградят собствени покривни фотоволтаични (PV) и агрофотоволтаични (APV) централи, и с акумулиране на неизползваната енергия. В допълнение - енергийното спестяване е съществен енергиен резерв.

Енергоспестяващите технологии се развиват иновативно, преди всичко като пазарен елемент. Покривните фотоволтаични и агрофотоволтаичните централи със съхранение на енергията се разглеждат в контекста на зеления енергиен преход. Реализира се основният проектен принцип: електрическата енергия да се произвежда и съхранява там, където се консумира, а малките количества излишна енергия да се съхраняват в акумулаторни батерии за споделено съхранение и да се консумират от членовете на енергийната общност.

ИЗЛОЖЕНИЕ

1. Основни елементи на идейния проект

В проекта се предлага един качествено нов подход при проектирането, съгласуването с електроразпределителни предприятия (ЕРП) и общини и начин на изграждане на фотоволтаичните (PV) централи. По този начин няма да се използва капацитета на преносните и разпределителни електрическите мрежи, в минимална степен ще се използва преносният капацитет на мрежите ниско напрежение, вследствие на което мрежовите такси върху произведената енергия ще бъдат нулеви. На глобалния енергиен пазар PV технологията е единствената, която има нулеви емисии и позволява разпределено производство и съхранение на енергия, без шум и вибрации с екстремно ниски изравнени цени на енергията, при това в границите на имота на потребителя.

Проектът ще бъде изграден на базата на публично-частно финансиране с 40 % дял за частните, 10 % дял за общинските и 50 % дял за държавните вложения. Сумарната инсталирана мощност на изградените PV централи ще бъде около 8 GWp, като най-малките централи ще бъдат 3 kWp, а максималната мощност за комунални и фирмени централи е до 250 kWp. За многофамилните сгради (жилищни блокове) е предложено техническо решение, което осигурява необходимите количества PV енергия за всяко домакинство. Сумарният инсталиран капацитет за съхранение на енергия ще бъде 20 GWh (15 GWh чрез батерийно

съхранение и 5 GWh вследствие управлението на електродомакинските уреди). Вследствие на мащаба на проекта, се очаква цените на компонентите да се намалят с около 10 %.

При относителна цена на PV панелите от 0.10 €/Wp, към края на 2025 г., (с гаранция за производителност над 25 години, продуктова гаранция 20 години и ефективност над 23.5%), ефективността през годините непрекъснато ще нараства и се прогнозира да достигне 30 % към 2030 г., вследствие на което цените на PV панелите непрекъснато ще намаляват.

Необходими инвестиции за реализация на проекта:

1. Доставка на 8 GWp панели: 800 млн. €, от които 320 млн. € частни, 80 млн. € общински инвестиции и 400 млн. € държавни инвестиции.

2. Доставка на 15 GWh батерии за съхранение на енергия: 900 млн. €. Предвижда да се използват натриево - йонни (*Na-ion*) батерии, произведени в България, с изградена верига на доставките без използването на критични материали. Този тип батерии имат съществени преимущества пред *LFP* батерии за стационарно съхранение, като безпроблемно рециклиране, ниска цена, голям брой цикли заряд – разряд, устойчивост при отрицателни стойности на температурата, висока степен на безопасност при пожар и други. В страната са налични основните суровини за производството на *Na-ion* батерии като натрий, графитни суровини и други. Чрез направените анализи се доказва, че относителната цена на 1 kWh капацитет за този тип батерии към 2026 г. ще бъде около 60 €/kWh и оскъпяване на 1 kWh енергия, преминала през батерията с около 0.015 €/kWh. Ниските енергийни разходи за добив и преработка на необходимите суровини за производството на *Na-ion* батерии и ниските енергийни разходи в процеса на производството на самите батерии, са основната предпоставка за ниската изравнена цена на батериите.

3. Доставка на хибридни инвертори, метални конструкции, кабели, разходи за обучение на монтажници, проектиране, съгласуване и труд в съответствие с повишените часови ставки: 4300 млн. €.

4. Общите разходи за реализация на проекта: 800 млн. € + 900 млн. € + 4300 млн. € = 6000 млн. €, от които 2400 млн. € частни инвестиции, 600 млн. € общински инвестиции и 3000 млн. € държавни инвестиции. Посочените стойности са без ДДС.

Таблица 1.
Технико-икономически показатели на проекта по сектори и приведени към един участник (домакинство, фирма община)

№ по ред	Наименование на показателя	Дименсия	Домакинства	Микро- и малки фирми	Общини
1.	Брой на участниците по сектори	Брой	1 милион	50 000	250
2.	Годишно генерирана енергия	TWh	6	3	1
3.	Усреднено годишно потребление на енергия от един участник по сектори	MWh	6	60	4 000
4.	Сумарни инвестиции по сектори	Млрд. лева	3.6	1.8	0.6
5.	Инвестиции, приведени към един участник	Хил. €	3.6	36	2 400
6.	Стойност на частните инвестиции, приведени към	Хил. €	1.4	24	1 600

	един участник				
7.	Стойност на държавните инвестиции, приведени към един участник	Хил. €	2.2	12	800

Забележка: Инвестициите са без включен ДДС

Таблица 2.
Стойност на частните и държавните инвестиции за домакинствата с различна степен на енергийна бедност

№ по ред	Степен на енергийна бедност на домакинствата	Относителен дял и абсолютен брой на домакинствата	Обща стойност на инвестицията	Стойност на частната инвестиция	Стойност на държавната инвестиция
-	Дименсия	%, хил. броя	хил. €	хил. €	хил. €
1.	Енергийно-бедни домакинства	30 %, 300	3.6	0	3.6
2.	Домакинства със средна енергийна бедност	30 %, 300	3.6	1.2	2.4
3.	Домакинства без енергийна бедност	40 %, 400	3.6	2.4	1.2

Основният принцип при определяне степента на енергийната бедност е равнопоставеност на разходите на домакинствата за: храна, енергийни нужди, изплащане на жилище, здравеопазване, образование, култура и други. Степента на енергийна бедност се определя в зависимост от стойността на показателя K :

$$K = \frac{ГПД}{N\partial},$$

където: **ГПД** са годишните приходи на домакинството и се определят от приходите на членовете на домакинството за последните три години от: работни заплати, граждански договори, договори за наеми, пенсии, ренти, приходи от продажби на недвижимо имущество и др.;

$N\partial$ – брой на членовете на домакинството.

Годишните приходи се актуализират всяка година. Предвижда се проектът да бъде реализиран за период от 4 години с начало 01.07.2025 г., като всяка година се инсталират около 2 GWh (покривни + Agro) PV централи. Това означава, че годишната държавна инвестиция за реализацията на проекта ще бъде около 750 млн. € без ДДС. Планираното годишно производство на електроенергия е около 10 TWh, като себестойността на пряко консумираната енергия се очаква да бъде под 25 €/MWh, а себестойността на преминалата през батериите електроенергия ще се осъпва с около 15 €/MWh. Тези стойности са изчислени на базата на сумарната инвестиция (частна + публична).

В максимална степен ще се използва акумулиращата способност на електродомакинските уреди (бойлери, климатици), като пералните, миялните и частично готварските печки ще работят в часовете на пикова генерация на PV панелите. При тези условия цената на енергията от микса (директно консумирана + енергия, преминала през батерията) ще бъде под 30 €/MWh. При условие, че цената на енергията се изчисли само на основата на частната инвестиция, тя ще бъде под 15 €/MWh. Тази екстремно ниска цена на енергията ще повиши конкурентноспособността на микро и малкия бизнес и ще увеличи броя на работните места, а намалените енергийни разходи на българските домакинства ще им

позволят да инвестират в образование, здраве, култура, туризъм и други. Агроволтаичните инсталации ще създадат предпоставки за устойчиво производство на биозеленчуци и биоплодове в българските домакинства, като се ограничават в максимална степен въздействията на градушки, късни слани, прегрявания на растенията и последиците от засушаванията. Ще се намали вноса на зеленчуци и плодове. Срокът за възстановяване на вложените средства е от 3 до 6 години, след което себестойността на произведената електроенергия ще бъде със себестойност под 5 €/MWh.

На този етап на развитие на енергийните технологии няма друга технология, която да може да предостави такава ниска себестойност на електрическата енергия, да осигури на домакинствата устойчиво производство на земеделска продукция и да има интерес за публично-частно финансиране на подобни енергийни и агро PV проекти. При практическата реализация на такъв мащабен и значим за българското общество проект ще бъдат образовани и ангажирани значителен брой специалисти. С реализацията на проекта ще се намалят борсовите цени на електрическата енергия в страната, ще се ограничи в максимална степен вносът на енергия, а в определени случаи ще създадат предпоставки за износ с висока добавена стойност. Една от основните задачи на проекта е да се премахне енергийната бедност сред българските домакинства, като отпускните средства на енергийно бедните домакинства няма да се дават за заплащане на консумираната електроенергия, а ще се вложат в изграждане на техни собствени покривни и агроволтаични централи.

2. Качеството на електроснабдяването в проектната реализация

В резултат на описаните по-горе технически решения, чувствително ще се подобри качеството на електроснабдяването, в това число и на показателя „**SAIDI**“ (System Average Interruption Duration Index), който отчита годишната продължителност (в часове) на прекъсването на електроснабдяването [1]. На този етап на развитие на енергийните технологии няма друга технология, която да може да предостави такава ниска себестойност на електрическата енергия, да осигури на домакинствата устойчиво производство на земеделска продукция и да има интерес за публично-частно партньорство при финансиране на подобни енергийни фотоволтаични и агрофотоволтаични проекти.

3. Българските домакинства – едновременно производители и потребители на електрическа енергия

Участвайки в такъв проект, българските домакинства, микро и малки предприятия и общини ще се превърнат в „просуматори“, т.е. едновременно производители и потребители на електроенергия. В този контекст е актуално създаването на децентрализирани електроенергийни системи, оперирани от енергийни общности - т. нар. енергийни кооперативи [2]. Участниците в кооперативите, които споделят енергия, могат да бъдат местни общности от граждани, в т.ч. публично-частни партньорства. Енергийните кооперативи извършват следните примерни дейности: кооперирано проектиране, изграждане и експлоатация на кооперативни енергийни обекти (вкл. кооперирано топлоизолиране на сградите); кооперирано собствено производство, съхранение, консумация на енергия (базирано на възобновяеми източници); кооперирано участие в енергийния пазар. Предварителни разчети показват, че половината от гражданите на Европейския съюз, включително местни общности, училища и болници, могат да произвеждат сами възобновяема енергия до 2050 г., задоволявайки 45 % от енергийните си нужди. Енергийните кооперативи са гъвкав енергиен резерв, според състоянието на енергийната система.

При практическата реализация на такъв мащабен и значим за българското общество проект ще бъдат образовани и ангажирани значителен брой специалисти [3]. С реализацията на проекта ще се намалят борсовите цени на електрическата енергия в страната, се ще ограничи в максимална степен вносът на енергия, а в определени случаи ще създадат предпоставки за износ с висока добавена стойност. Една от основните задачи на проекта е да се премахне енергийната бедност сред българските домакинства, като отпускните средства на енергийно бедните домакинства няма да се дават за заплащане на консумираната електроенергия, а ще се вложат в изграждане на техни собствени покривни и агрофотоволтаични централи. Нулево или близко до нулевото енергопотребление е реално постижимо при домакинства, които освен топлоизолирането на жилищата, изграждат

собствени покривни или други локални PV централи (напр. мощност 5 kWp) и с акумулиране на неизползваната енергия [4]. Могат да приложат битови уреди с висок енергиен клас (напр. електрически бойлери с термопомпа, инверторни климатици с голяма стойност на коефициента на трансформация *COP*; светодиодни (LED) осветители). В допълнение, отпадането на отопление с печки на въглища и дърва позволява реализирането на нулеви емисии от фини твърди частици.

4. Електромобилността в контекста на идейния проект

При увеличаване на потребностите от енергия на определени домакинства (например при закупуване на електромобил), те ще могат да монтират допълнителен брой панели и разширение на батерията за съхранение така, че да осигурят необходимото им допълнително количество електричество за зареждане на електромобила. При това, има възможност електромобилите да осигурят активно енергийно резервиране чрез гъвкавост на зарядния процес, като заредили енергия от възобновяеми източници, са макар и малък резерв в акумулаторните батерии и дори изнасяне на акумулирана енергия в енергийната система [2]. Изследване, проведено в Германия установява, че около 80 % от собствениците на електромобили ги зареждат от собствените си покривни централи, като себестойността на енергията е няколкократно по-ниска от цената на енергията в зарядните станции изградени по пътната инфраструктура. Това заключение, приложено за условията в България, би довело до ускоряване на процеса на електромобилност в страната [1].

5. Съпътстващи ползи от реализирането на идейния проект

При посочените по-горе условия домакинствата, участващи в този проект, ще могат да излязат на свободния енергиен пазар безпроблемно. Вследствие на климатичните промени, добавената стойност от изградените покривни и агрофотоволтаични централи напред във времето непрекъснато ще се увеличава. Ще се повиши пазарната стойност на имотите, в които се реализират разгледаните по-горе проекти. В крайна сметка населените места, в които се реализира този проект, ще станат едно по-добро място за живеене и в определена степен ще спомогне за ограничаване на обезлюдяването в обезлюдяващите се населени места.

6. Необходими спешни действия за ускоряване на реализацията на идейния проект

Необходимите спешни действия, с цел ускоряване на реализацията на идейния проект, са следните:

1. Разработване и реализация на пилотен проект за покривни PV централи + съхранение на 8-етажен панелен блок с три входа и създаване на енергийна общност (енергиен кооператив) в рамките на жилищния блок.
2. Разработване и реализация на пилотен проект за агроволтаични централи + съхранение в малко населено място и създаване на енергийна общност (енергиен кооператив) в рамките на населеното място. Съществува идеен проект за конкретно населено място.
3. Разработване на пътна карта за ускорено внедряване на производството на *Na-ion* батерии в страната.
4. Съгласуване на предложената методика за определяне на степента на енергийна бедност на отделните домакинства с Министерството на труда и социалната политика.
5. Разработване на платформа за „Сгради“, като се използва опитът на Техническия университет - София в тази област. Резултатите от тази платформа биха намалили чувствително разходите за предпроектни проучвания, проектиране, съгласуване, разрешения за строеж и въвеждане в експлоатация.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С разработването на идейния проект за изграждане на един милион покривни и агрофотоволтаични централи плюс съхранение ще се допринесе за реализирането на българските домакинства като едновременно производители и потребители на електрическа енергия, вкл. с нулево или близко до нулевото енергопотребление.

Проектът ще бъде изграден на базата на публично-частно партньорство с финансиране: 40 % дял за частните; 10 % дял за общинските; 50 % дял за държавните вложения. Сумарната инсталирана мощност на изградените PV централи ще бъде около 8 GWp, като максималната мощност за комунални и фирмени централи е до 250 kWp. Предвижда се сумарният инсталиран капацитет за съхранение на електрическа енергия да бъде 20 GWh (15 GWh чрез батерийно съхранение и 5 GWh чрез управлението на електродомакинските уреди.

Предложени са препоръки за спешни действия с цел ускоряване на реализацията на идейния проект: разработване и реализация на пилотни проекти за покривни PV централи + съхранение в жилищни сгради и за агроволтаични централи + съхранение в малки населени места, вкл. създаване на енергийна общност; съгласуване за определяне на степента на енергийна бедност на отделните домакинства с Министерството на труда и социалната политика; пътна карта за ускорено внедряване на производството на *Na-ion* батерии; разработване на специализирана платформа за „Сгради“ за нуждите на проучването, проектирането, разрешенията и въвеждането в експлоатация.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Информационен бюлетин за глобалните събития в агроволтаиката, земеделието и храните. Брой 20/ 15.05. 2024 г. Съставители на бюлетина: проф. Христо Василев и колектив.

[2] Кючуков Р. Енергийното резервиране в енергийния преход. Рубрика „С поглед в бъдещето“. Сп. Енергетика. Електроенергийни ракурси. 2021, № 9, стр. 26-31, ISSN 2682-9770

[3] Белоев Х., В. Пенчева, Р Кючуков. Енергийното образование в енергийния преход. УЕБ Научна конференция „ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2020“. ФНТС, НТС на енергетиците в България, 05.11.2020 г.

[4] Василев Хр., В. Георгиев. Енергиен, финансов и организационен модел за преход на българските домакинства от регулирания към свободния енергиен пазар. ФНТС, 16.05.2021 г.

АВТОРИ

Проф. д-р Христо Василев, Технически университет – София
Доц. д-р Радослав Кючуков, Русенски университет „Ангел Кънчев“
Маг. ик. Владислав Ангелов

ВЛИЯНИЕ НА ПЪЛНОТО ИЛИ ЧАСТИЧНО РАЗПАДАНЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА ВЪРХУ ОРГАНИЗАЦИЯТА НА ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕТО В БЪЛГАРИЯ

Георги Димов, Светлана Цветкова, Явор Лозанов

INFLUENCE OF THE COMPLETE OR PARTIAL FAILURE OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM ON OPERATION ORGANIZATION OF THE ELECTRICITY SUPPLY IN BULGARIA

Georgi Dimov, Svetlana Tzvetkova, Yavor Lozanov

Abstract: *This report presents an analysis of the activities of electricity distribution companies during a Blackout event within the electric power system of the Republic of Bulgaria. The study aims to analyze and assess the impact of a Blackout on the medium and low voltage power distribution networks.*

ВЪВЕДЕНИЕ

През 2022 г. стартират събития, които показват високата вероятност от настъпване на енергийни кризи в Европа. Ставаме свидетели на прекъсване, дори физическо разрушаване на геополитически енергийни обекти и нарушаване на стратегически енергийни потоци. В частност, разпадането на енергийните системи в Югоизточна Европа също изглежда все възможно [1].

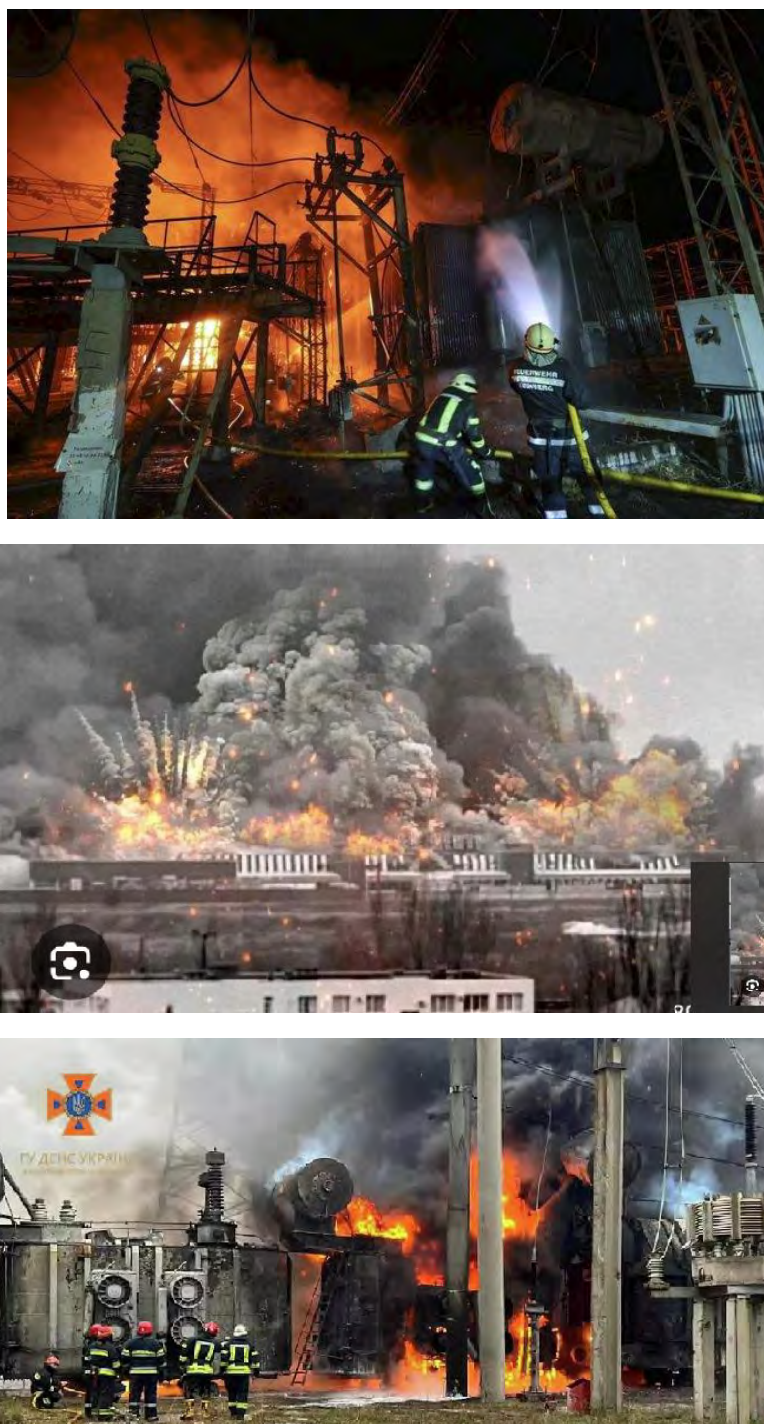
Получават се сригове в енергийните системи в Европа, които водят до изключване на голям брой генериращи източници. Възможността за динамично балансиране на мрежата става все по-малка. Изградените фотоволтаични и ветрови паркове, водят до необходимост от поддържане на големи мощности в топъл резерв за компенсиране, при отпадането им. В България няма изградени мощности, които при отпадане на производството от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ), бързо да компенсират възникналите небаланси [2].

Зимният период се характеризира с най-високи нива на потребление на електрическа енергия и същевременно производството от ВЕИ е минимално. Причини за това могат да бъдат комбинации от следните метеорологични условия: ниски температури, безветрие, купеста облачност, намалена продължителност на слънцегреенето. В този период недостига на електроенергия се компенсира от конвенционалната енергетика. Ако добавим и лошите метеорологични условия, възникващи през зимния период (силен вятър и сняг/обледеняване) и добавим кризата в доставките на природен газ, възможността за покриване на потреблението на електрическа енергия се свежда до минимум.

Погледнато глобално, множество държави от Близкия изток до Северно море са в състояние на вътрешни или междусъседски военни конфликти и на територията им се водят бойни действия. Това възпрепятства обмена на енергийни потоци между Източна Европа, Азия и Западна Европа.

Свидетели сме на унищожаването на газопроводи, системни електропроводи, електропроизводствени съоръжения, като топлоелектрически централи (ТЕЦ), водоелектроцентрали (ВЕЦ), язовири, дори и атомни електрически централи (АЕЦ), като Чернобилска, Запорожка и Мецамор.

Нарушени или под заплаха са морските транспортни коридори в Азовско, Черно, Средиземно и Червено море. Въпреки оптимизма с който живеем, че няма да има тежки последствия за нашия регион, трябва да се вземе под внимание възможността за възникване на смущения в електроенергийната система, а дори и на кризи. На фиг. 1 са показани снимки на унищожени обекти, вследствие на военни действия.



Фиг. 1. Снимки на унищожени обекти

Възстановяването на електроенергийните съоръжения изисква множество ресурси и време, спира се производството и се създават „тънки“ места за пренос на електрическа енергия. Създава се траен недостиг на електроенергия в мрежата, което води до режим или пълно преустановяване на електроснабдяването. Освен външни зловредни намеси в мрежата, в исторически план имаме разпадане на електроенергийната система на страната или в отделните ѝ региони.

Подобен случай се наблюдава през март 2015 г., когато поради обилен снеговалеж настъпва частично разпадане на ЕЕС в Южна България, в района на Родопите. За да се минимизират последствията от смущенията в работата на електроенергийната система, е необходимо да има план и готовност за адекватна реакция. Това налага пълно синхронизиране на действията на операторите на преносната и разпределителните мрежи.

РЕАКЦИЯ НА РАЗЛИЧНИТЕ УЧАСТНИЦИ ОТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА ПРИ ВЪЗНИКВАНЕ НА РАЗПАД НА СИСТЕМАТА

Разпадането на ЕЕС (Blackout) е голямо смущение, свързано с нарушаване на системните параметри, разделяне на ЕЕС на несинхронно работещи зони или загуба на напрежение в цялата мрежа или в големи части от нея. Това засяга всички дружества от сектор енергетика, свързани с производство, пренос, разпределение и търговия с електрическа енергия. Няма пазар на електроенергия, не работят балансиращите групи. Няма връзка с централите, използващи ВЕИ, поради липса на комуникация.

В случай на Blackout оператора на преносната мрежа информира операторите на разпределителни мрежи, както и оперативния персонал на участващите във възстановяването.

Възстановяването на ЕЕС се извършва под оперативното ръководство на оператора на преносната мрежа, съгласно „План за възстановяване на ЕЕС на Република България след тежки аварии“ [3]. Действията на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) са регламентирани в плана за възстановяване на ЕЕС. Описани са всички стъпки, които трябва да се предприемат, за възстановяване на работоспособното състояние на всички съоръжения и осигуряване на необходимите системни параметри за нормална работа на ЕЕС.

Необходимо е осигуряването на бърза реакция на ниво ВН. Наличието на „Опорни пунктове“ може да забави оперативното обезопасяване. Причина за това е липсата на служители на място в подстанциите. Начинът, по който се възстановява ЕЕС не е тема на този доклад.

Производителите, най-вече тези от ВЕИ не могат да имат бърза реакция, тъй като повечето се управляват дистанционно и при отпадане на захранването бавно се възстановяват. Поради различни особености, като специфика на работата и големия брой съоръжения, които управляват електроразпределителните предприятия (ЕРП) имат различни методи за възстановяване на електроразпределителната мрежа (ЕРМ). Това може да се случи, едва след възстановяване на захранването на подстанциите. Периодът от настъпване на Blackout до възстановяване на захранването на експлоатираните от ЕРП подстанции, е времето в което операторите от специализираното диспечерско звено (СДЗ) стоят в очакване и не могат да извършват никакви действия. Продължителността на периода не е регламентирана. Поради тази причина се приемат следните времена, като гранични стойности за възстановяване на ЕЕС: до 24 часа възстановяване на преносната система и до 48 часа за пълно възстановяване на ЕРМ Ср.Н и НН.

ОПЕРАТИВНИ ДЕЙСТВИЯ НА ЕРП СЛЕД ВЪЗНИКВАНЕ НА РАЗПАД НА СИСТЕМАТА

Оперативното управление на ЕРМ се извършват от СДЗ на ЕРП, при което то:

- Получава информация от ЕСО за причината за Blackout и времето за найното настъпване (дата и час).
- Информира Ръководството и „Call center” за настъпилото събитие.
- Изпраща информация за събитието до всички служители на ЕРП, чрез групов SMS и e-mail.

Във връзка с осигуряването на готовност за адекватна реакция на ЕРП и „План за възстановяване на ЕЕС на Република България след тежки аварии“, задължително се свиква Кризисен щаб (КЩ). Той ръководи работата на дружествата до нормализиране на ситуацията. Кризисният щаб има следните задължения:

- Определяне на ситуацията като „Криза“.
- Свикване на Кризисен щаб и събиране на членовете му.
- Оформяне на документация по откриване и работа на КЩ.
- Проверка на средствата за комуникация.
- Изготвяне на първична информация за състоянието – незахранени потребители, причини, прогнози, налични ресурси и др.
- Осъществяване на пряка връзка с кризисен щаб към МЕ (Национален Кризисен щаб) (при налични средства за комуникация).
- Съгласуване на действията на ниво институции - областни администрации, 112/ПБЗН и др. (при налични средства за комуникация).
- Изпращане на съобщения (SMS, e-mail) до производители и VIP клиенти за ограничителен режим (при налични средства за комуникация).
- Предприемане на действия по захранване на стратегически обекти, обекти от „Критичната инфраструктура“.
- Предоставяне на периодична информация за актуалното състояние.
- След получаване на информация за възстановяване на захранването на ЕЕС информира служителите чрез изпращане на e-mail и SMS.
- Координация на възстановяване на захранването на разпределителната мрежа.
- Приключване на кризата, закриване работата на КЩ и преминаване към нормален режим на работа на ЕРП.

„Call center” подготвя съответните съобщения на автоматичен режим на телефонната централа, за осведомяване на клиентите.

Охранителната фирма се уведомява за възникналите предизвикателства. Същата действа съгласно утвърдени планове за работа в ситуация на пълно или частично прекратяване на захранването на охраняваните обекти.

Комуникация с медии - изпраща се информация до медиите за ограничителните мерки и периодично при техническа възможност, се подава актуална информация. Изготвя се на сайта на ЕРП (ако има такава възможност) информация към клиентите с прогноза за събитието. Описват се полезни съвети за запазване на спокойствие, пестене на електрическа енергия и др.

Комуникация с ЕСО (ТДУ): осигурена е непрекъсната комуникация с ЕСО чрез системни канали за връзка или пряка връзка между телефонни централи на ЕРП и ЕСО. Използват се всички допълнителни методи за комуникация.

По време на възникнала кризисна ситуация персоналът на ЕРП има задължение да предприеме следните действия:

- Основната част от сътрудниците си отиват вкъщи, при семействата и остават на разположение до повикване.
- Сътрудниците ангажирани с неотложни дейности, трябва да са предварително информирани и да знаят кога и къде да се явят. Предварително се определят служители, чиито отговорности са необходими в тези условия. Същите според плановете, трябва да се явят възможно най-бързо на работните си места или да останат на разположение по домовете си. Когато се активират, те трябва да бъдат осигурени с транспорт, екипировка и средства за комуникация.
- В регионалните центрове на ЕРП се организира денонощно присъствие. Трябва да е подсигуран с транспорт и средства за комуникация. Поддържа се постоянна връзка с кризисния щаб. Осигурено е резервно захранване на обекта за целия период. Комуникация с кметове на общини и селища се поддържа от Ръководителя на центъра.

Специалистите, които могат да бъдат активирани, трябва да бъдат осигурени с транспорти средства за комуникация. В критичните обекти работата се извършва съгласно предварително изготвени инструкции, указания и др. Основният принцип е осигуряване на непрекъсната и сигурна работа на обектите и управляваните от там съоръжения.

При преминаване към нормална ситуация:

- Всички служители се завръщат на работните си места след получаване на SMS/e-mail за възстановяване на ЕЕС.
- При необходимост определени служители, могат да бъдат повикани на работните им места чрез SMS, e-mail или чрез изпращане на транспорт.

Начинът на работа, при сменен режим/график, присъствие в регионалните центрове и др., при които определени служители трябва да са на работните си места са определени предварително.

Тренировки за действие на дружествата при Blackout, се правят на определен период. В тези тренировки се задействат всички ръководители на техническите отдели, както и на ротационен принцип отдели и регионални центрове.

- Проверява на състоянието на съоръжения, екипировка, система на оповестяване и др.
- Тренировка за проверка на състоянието на радиостанциите, мобилните телефони, автоматично изпращане на СМС или e-mail.

ПОЛОЖИТЕЛНИ СТРАНИ В ОРГАНИЗАЦИЯТА НА ЕРП ПО ВРЕМЕ НА „BLACKOUT”

Изпълнението на описаните по-горе действия, осигурява бърз и добре организиран работен процес на сътрудниците в ЕРП в ситуация на разпадане на ЕЕС.

Избягва се вероятната паника в служителите на ЕРП и негативните последици които би имала тя. Всеки служител е наясно със задълженията, които има в тази кризисна ситуация.

Хората, които не са ангажирани с конкретни дейности, са освободени и могат да се приберат при семействата си да окажат психологическа подкрепа на роднини и съседни. Могат да дават полезни съвети за поведение по време на кризата. Имат готовност при възстановяване на ЕРМ да се явят на работните си места и да продължат своята работа.

Гарантира се достатъчен резерв от персонал и ресурси за извършване на дейността на дружеството по време на кризата.

Осигурени са средства за комуникация, които покриват цялата територия на ЕРП. По този начин е възможно непрекъсваемото извършване на определените дейности и реакция на непредвидени ситуации.

Помещенията, в които се намират Кризисният щаб, диспечерите и другите специалисти са обезпечени с канали за комуникация, средства за работа и обезпечени нормални битови условия.

В наличност е изградено резервирано захранване на обектите. Осигурен е транспорт за персонала, който се налага да бъде привлечен към работата по време на кризата.

Тъй като тези събития се разглеждат в сферата на „вероятни въздействия“, е необходимо да се направи пълен анализ и подготовка на организацията на процесите в ЕРП. Периодично трябва да се извършват тренировки, на които да се проверява тяхната ефективност. При необходимост се извършват корекции с цел повишаване сигурността и ефективността им.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализът показва, че при поява на ограничителни мерки на електроснабдяването на клиентите в България, се наблюдават процеси, които водят до нетипични резултати за нормалното функциониране на ЕРМ. Те са в резултат от независещи от ЕРП причини, които пречат работата на служителите на ЕРД и не позволяват нормализирането на работата на съоръженията, поради липса на захранване.

Реално тези ограничения водят до влошаване на показателите за непрекъснатост на електроснабдяването в ЕРМ на България и съответно влошаване на качеството на снабдяване на клиентите за периода [4]. Подготовката на персонала за работа в кризисни ситуации и подготовката на обектите от критичната инфраструктура на ЕРП с резервирано захранване и наличие на непрекъсната връзка ще позволи взаимодействието на екипите и готовността им за работа, веднага след осигуряване на захранване в подстанциите. По този начин времетраенето, в което клиентите са лишени от захранване ще бъде минимизирано.

Инвестирането в такива програми за работа в нестандартни ситуации повишава готовността на ЕРП да реагира бързо на всички предизвикателства, които се появяват във времето.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Zhelyazkov I., Trifonov T., Energy security of Bulgaria, Simolini-94, Sofia 2012, Security library№13.
- [2] 50% от нарушенията в енергийната система в Европа през 2023 г. се дължат на България, www.investor.bg.
- [3] Правила за управление на електроенергийната система, www.dker.bg.
- [4] Tzanev T., S. Tzvetkova, Quality of electrical energy, Avangard Prima, Sofia, 2011.

АВТОРИ

Георги Димов, маг. инж., ТУ-София, e-mail: g_dimow@abv.bg

Светлана Цветкова, доц., д-р, инж., ТУ-София, e-mail: stzvet@tu-sofia.bg

Явор Лозанов, гл. ас., д-р, инж., ТУ-София, e-mail: ylozanov@tu-sofia.bg

ТОКОВИ КЛЕМИ И ТОКОВА АРМАТУРА

Производството е сертифицирано със сертификати (първо издание от 2005г.), издадени от “Сертификация” при НИИС ЕООД-София, както и със Свидетелство от Патентното ведомство на Република България за регистриран полезен модел.

ПРЕДЛАГАМЕ

- Токови клеми
- Токова арматура
- Заземителни клеми
- Изолационни щанги

НАШИЯТ КАТАЛОГ

www.cerb.eu/catalog



CERB[®]
GROUP

☎ +359 (2) 8105 454
🌐 <https://www.cerb.eu/>



Федерацията на научно-техническите съюзи в България (ФНТС), е творческо-професионално, научно-просветно, неправителствено, неполитическо сдружение с нестопанска цел на юридически лица-съсловни организации, регистрирани по ЗЮЛНЦ, в които членуват инженери, икономисти и други специалисти от областта на науката, техниката, икономиката и земеделието. **През 2025 г. ФНТС чества 140 години от учредяването си.**

ФНТС обединява 19 национални сдружения - научно-технически съюзи (НТС) и 32 териториални сдружения - ТС на НТС, в които членуват над 15000 специалисти от цялата страна.

ФНТС е съучредител и член на Световната федерация на инженерните организации (World Federation of Engineering Organizations). ФНТС членува също в организацията на Европейски инженери (Engineers Europe) и Европейски млади инженери (European Young Engineers).

ФНТС е собственик на еднолично дружество с ограничена отговорност „ИНОВАТИКС“ ЕООД, което се занимава с инженерно-внедрителска дейност.

ФНТС издава свой собствен вестник „Наука и общество“. Членовете на ФНТС издават 12 научно-технически списания.

ФНТС осъществява двустранно сътрудничество със сродни организации от редица страни.

Към ФНТС функционира Център за професионално обучение, лицензиран от НАПОО - към Министерски съвет.

Основните задачи на ФНТС са:

- Да утвърждава организацията като активен член на гражданското общество, да съдейства за повишаване общественото влияние и престижа на българските инженери, икономисти, специалисти в земеделието, техници, учени и изобретатели.
- Да стимулира и насърчава творческата активност и постижения на своите членове, както и да защитава професионалните им интереси.

ФНТС, съвместно с националните и териториални сдружения, организира годишно повече от 600 научно-технически мероприятия: конференции, симпозиуми, семинари, дискусии и други.

Нашият дом на техниката се намира на ул. Г. Раковски 108, гр. София.

Понече информация ще намерите на www.fnts.bg.

The FEDERATION OF THE SCIENTIFIC ENGINEERING UNIONS (FSEU)

in Bulgaria is a professional, scientific-educational, non-governmental, non-political non-profit association of legal entities - professional organizations registered under the Law on non-profit legal entities, whose members are engineers, economists and other specialists in the field of science, technology, economy and agriculture.

FSEU performed bilateral cooperation with similar organizations from many countries.

FSEU brings together 19 national associations - Scientific and Technical Unions (STU), 34 territorial associations, which have more than 15,000 professionals across the country.

FSEU is a co-founder and member of the World Federation of Engineering Organizations (WFEO).

FSEU a member of the European Federation of National Engineering Associations (FEANI), and a member of the Standing Conference of engineering organizations from Southeast Europe (CO.PICEE), Global Compact, European Young Engineers (EYE). The Federation has the exclusive right to award the European Engineer (EUR ING) title.

Contact person:

Dr. Boyko Denchev, e-mail: b.denchev@gmail.com

1000 Sofia, 108 G.S. Rakovsky Str.

ФЕДЕРАЦИЯТА НА НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИТЕ СЪЮЗИ (ФНТС)

е творческо-професионално, научно-просветно, неправителствено, неполитическо сдружение с нестопанска цел на юридически лица – съсловни организации, регистрирани по ЗЮЛНЦ, в които членуват инженери, икономисти и други специалисти от областта на науката, техниката, икономиката и земеделието.

ФНТС е съучредител и член на Световната федерация на инженерните организации (WFEO).

ФНТС членува и в Европейската федерация на националните инженерни асоциации (FEANI).

ФНТС е член на Постоянната конференция на инженерните организации от Югоизточна Европа (CO.P.I.C.E.E.), Глобалният Договор на ООН, Европейски млади инженери (EYE).

ФНТС осъществява двустранно сътрудничество със сродни организации от редица страни.

☞ **ФНТС обединява 19 национални сдружения – научно-технически съюзи (НТС) и 34 териториални сдружения – ТС на НТС, в които членуват над 15 000 специалисти от цялата страна.**

☞ **ФНТС е собственик на еднолично дружество с ограничена отговорност "ИНОВАТИКС" ЕООД с предмет на работа инженерно-внедрителска дейност.**

☞ **Към ФНТС функционира Център за професионално обучение, лицензиран от НАПОО към Министерски съвет на Република България.**

Контакти с Център за професионално обучение:

+ 359 2 989 33 79; e-mail: kvvo@fnts.bg

Дом на науката и техниката – град София, предлага зали под наем на атрактивни цени, прекрасни условия за провеждане на научно-технически мероприятия, международни симпозиуми, конгреси, конференции, курсове, концерти, коктейли и др.

Предлагаме ви зали с площ от 39 м² до 200 м².

Контакти за зали и офиси под наем:

инж. Марин Антонов: + 359 2 987 72 30; + 359 878 703 669; e-mail: m.antonov@fnts.bg

инж. Валентин Ставрев: + 359 2 986 16 81; + 359 878 703 720; e-mail: vstavrev2@hotmail.com

инж. Невена Дончева: + 359 2 986 16 81; + 359 878 703 714; e-mail: n.doncheva@fnts.bg

ФНТС, София 1000, ул. "Г.С.Раковски" №108, <http://www.fnts.bg/>