НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИ СЪЮЗ
НА ЕНЕРГЕТИЦИТЕ
В БЪЛГАРИЯ

ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2020

СБОРНИК ДОКЛАДИ

ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2020

СБОРНИК

ДОКЛАДИ

ОРГАНИЗАЦИОНЕН КОМИТЕТ

Проф. д-р инж. Бончо Бонев – Председател на НТСЕБ
Проф. д-р инж. Цанчо Цанев – Зам. Председател на НТСЕБ
Доц. д-р. инж. Светлана Цветкова, Технически университет София
Ст.н.с. д-р инж. Димитър Баев
Инж. Величка Пехливанова, секретар на НТСЕБ
ФНТС
Национална електрическа компания ЕАД
Елетроенергиен системен оператор ЕАД
Комисия за енергийно и водно регулиране
Агенция за устойчиво енергийно развитие
Технически университет – София
Технически университет – Варна
Технически университет – Русе
БКСТО ТО на НТС – Хасково
НКО БНКО ТО на НТС – Габрово
ТО на НТС – Монтана
Всички доклади, отпечатани в сборника, са приети и одобрени от научно-техническа комисия в състав:
Проф. д-р инж. Бончо Бонев
Проф. д-р инж. Цанчо Цанев
Доц. д-р. инж. Светлана Цветкова
Ст.н.с. д-р инж. Димитър Баев

СЪДЪРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ I

Електроенергетика и осветление 5

инж. Тихомир Гоглев,

Киберсигурност на електроенергийните системи и мрежи със софтуерно дефинирана мрежова архитектура SDN microsense – обзор и пилотно проучване 6

Виктория Поповска, Николай Илиев

Проект TRINITY по програмата на ЕС Хоризонт 2020- Сътрудничество и координирани действия в региона за подобряване на преносните възможности на регионалните граници, чрез интелигентни пазарни технологии. 11

Доц. д-р инж. Димитър Баев,

Резултати от проучвания относно ефективността и влиянието на законовата среда в областта на енергийната ефективност и възобновяемите енергийни източници върху бизнес структурите. 24

инж. Иван Желязков; инж. Димитър Белелиев

Модел на геополитическа стратегия за енергийна сигурност на Република България 33

Д-р Теодор Кючуков,

Светлинното замърсяване. Светлинната и енергийната култура на осветлението и светлинния дизайн 50

Доц. д-р инж. Радослав Кючуков

Европейска часова интеграция. Енергиен, светлинен, локационен и регулаторен контекст 67

Христо Василев,

Зелената водородна енергетика, неразделна част от енергийния преход 96

Емилия Желязкова,

Динамиката в развитието на електроенергийния пазар и предизвикателствата пред ЕСО ЕАД 111

Васил Хубанов,

Анализ на рамковите условия за създаването на общи платформи за обмен на балансираща енергия 124

Анелия Иванова Цанова Донева

Технически изисквания за сравнение при индустриални инсталации за анаеробно разграждане на твърди органични отпадъци 135

Христо Василев, Петър Алексиев, Радослав Кючуков, Румен Киров

Определяне на общия енергиен баланс в българия към 2050 година 141

СЕКЦИЯ II

Топло и ядрена енергетика 165

Анелия Бобочоева, Калин Филипов

Възможности за енергийни и неенергийни приложения на изотопа калифорний-252 166

Младен Митев
Анализ на източниците на притеснения в населението, породени от експлоатацията на АЕЦ 176

Иван Спасов
Термохидравлично изследване на подобласт от активната зона на ВВЕР-1000 при хипотетично скъсване на главен паропровод с няколко заседнали органи за регулиране....184

Емил Кичев
Вероятностният анализ на безопасността (ВАБ): една различна гледна точка в анализите на безопасността 192

Ивайло Найденов
Компенсиране на непреки разходи за въглероден диоксид в Европейския Съюз...214

Ивайло Найденов
Влияние на разходите за емисии въглероден диоксид върху конкурентоспособността на ТЕЦ и потребителите....223

Златина Манчева, Ивайло Найденов
Ядрени горива за рециклиране на плутоний в реактори с вода под налягане 229

Златина Манчева, Ивайло Найденов
Многократно рециклиране на плутоний в реактор с вода под налягане: изменение на изотопния състав 238

Златина Манчева, Ивайло Найденов
Многократно рециклиране на плутоний в реактор с вода под налягане: изменение на остатъчното енергоотделясне....248

Златина Манчева, Ивайло Найденов
Многократно рециклиране на плутоний в реактор с вода под налягане: начална оценка на ефекта върху разходите за гориво на ЯЕЦ....254

Силвия Бойчева, Симона Митева, Иван Маринов, Деница Згурева
Изследване на система за Термохимично съхранение на слънчева енергия и отпадъчна топлина с приложение в сградни отоплителни инсталации 261

Деница Згурева, Силвия Бойчева
Оползотворяване на въглеродните емисии от конвенционални електрически централи за производство на синтетични горива: обзор....270

инж. Николай Георгиев – „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД
Световни тенденции в развитието и използването на въглищни технологии в контекста на борбата срещу климатичните промени. 294

Никола Байкалов, Бончо Бонев
Промяна на пусковия алгоритъм на котлите след замяната на мазута (леко котелно гориво) с природен газ като разпалващо гориво в ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД....304

СЕКЦИЯ I

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА И ОСВЕТЛЕНИЕ

КИБЕРСИГУРНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИТЕ СИСТЕМИ И МРЕЖИ СЪС СОФТУЕРНО ДЕФИНИРАНА МРЕЖОВА АРХИТЕКТУРА SDN MICROSENSE – ОБЗОР И ПИЛОТНО ПРОУЧВАНЕ

инж. Тихомир Гоглев

CYBERSECURITY IN THE ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEM (EPES) WITH SOFTWARE- DEFINED NETWORK ARCHITECTURE SDN MICROSENSE – REVIEW AND PILOT

Tihomir Goglev, M.Eng.

Abstract

Software-Defined Network (SDN) is a network architecture which decouple network control and forwarding functions, enabling network control to become directly programmable. The SDN paradigm can bring new opportunities to enhance security of power grid communication and SCADA/EMS networks, offering new approaches for preventing, detecting and mitigating cyberattacks. Based on this reality, the SDN-microSENSE project intends to provide a set of secure, privacy-enabled and resilient to cyberattacks tools, thus ensuring the normal operation of EPES. During the pilot massive false data injection attack will be launched concurrently against SCADA/EMS system, that will target the data integrity. The main objective of the pilot is tovalidate the SDN microSENSE platform in the operational environment of the Bulgarian grid operator.

Увод

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

Софтуерно дефинирана мрежова архитектура

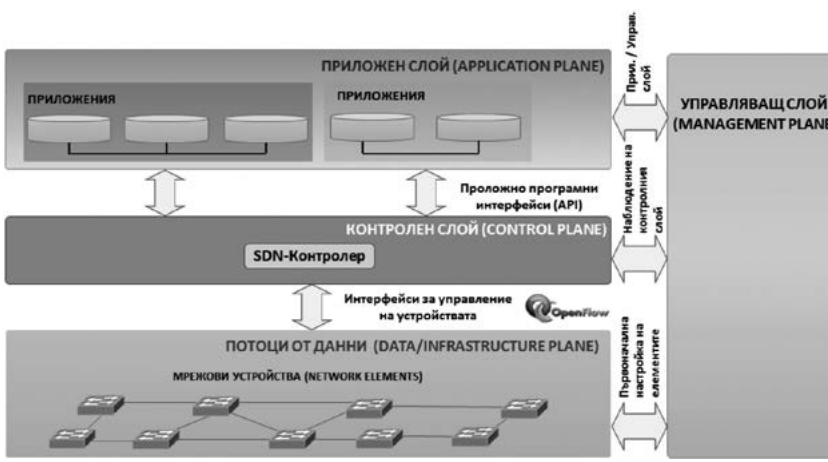
Софтуерно дефинирана мрежова архитектура или Software-Defined Network (SDN) е архитектурна концепция, при която управлението на мрежовата инфраструктура се отделя от механизмите за предаване на

данни, давайки възможност мрежовият контрол да бъде програмиран директно. При такова разделение работещите в мрежата устройства само насочват потоците от данни, без да извършват каквито и да е решения за тяхната маршрутизация и управление. Управляващата логика се измества в специален SDN контролер, чрез който централизирано могат да се задават различни политики за управление на трафика от данни или да се извършват промени в конфигурацията на мрежата. SDN не е технология, а архитектура, която отделя контролните функции на мрежата от устройствата, които пренасят данните [1].

Независимо от производителя основните компоненти на SDN решението са SDN контролер, програмируема мрежова инфраструктура и приложен слой за управление и директно програмиране на функциите на мрежовата инфраструктура. Фигура 1 изобразява логически изгледа на SDN архитектурата, като съгласно Open Network Foundation (ONF) са дефинирани следните слоеве [2]:

• Инфраструктурен слой или слой на данните - тук се разполагат всички физически мрежови устройства, позволяващи да бъдат управлявани от SDN контролер.

• Контролен слой – на това ниво функционират SDN контролерите, които посредством приложно-програмен интерфейс (Application Programming Interface – API) и протокол за комуникация OpenFlow, задават различни политики за управление на инфраструктурното ниво.



Фигура 1. Основни компоненти на **SDN** архитектурата

• Приложен слой – включва едно или повече приложения, всяко от които има специфичен контрол върху набор от ресурси, предоставени от един или повече SDN контролери

• Управляващ слой – представлява система за управление на мрежата (Network Management System – NMS).

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

Киберсигурност чрез *SDN*

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

Автоматично откриване и реакция със *SDN MicroSENSE*

Основната концепция на SDN MicroSENSE се състои в периодично натрупване на статистическа информация за пренасяните данни, след което в реално време се прилагат алгоритми за класификация върху тези статистически данни, с цел откриване на аномалии. Ако се открие

аномалия, приложенията работещи в приложния слой, инструктират SDN контролера кои злонамерени потоци от данни трябва да бъдат изолирани или поставени под карантина. Изолирането и ограничаването на потоци от данни, съдържащи в себе си атакуваща информация, се извършва от софтуерни компоненти, базирани на алгоритми за машинно самообучение, представляващи софтуерни работни рамки (frameworks).

Пилотно проучване

Основната цел на пилотното проучване е симулиране на защита от кибератака срещу автоматичното честотно регулиране (АЧР) на Електроенергийната систем (ЕЕС) . Изследването ще се извърши на два етапа.

Първи етап

Симулиране на масирана кибератака с подменени данни от измервания на електрически величини, извършена едновременно от няколко места - собствена подстанция, подстанция на електроразпределително дружество и два външни производителя на енергия срещу SCADA / EMS на ЕЕС. Атаката ще бъде насочена срещу интегритета на данните от измерванията.

Втори етап

Смекчаване на кибератаката с платформата SDN MicroSENSE.

Очаквани резултати

Първи етап ще покаже резултати по отношение на точност (оценка за откриване на аномалии), ефикасност (време за откриване на аномалия) и резултатност (точност при откриване истинските заплахи).

Втори етап ще валидира платформата по отношение на смекчаване на кибератаки .

Заключение

Намаляването на времето за реакция при кибератаки е от решаващо значение при защита на критична инфраструктура. Софтуерно дефинираната мрежова архитектура дава нова перспектива за защита на инфор-

мацията, улеснявайки и подобрявайки работата на свързаните с мрежата приложения за сигурност. Поради способността на SDN контролера да има пълна видимост върху устройствата и приложенията, както и способността му да препрограмира мрежовата инфраструктура във всеки един момент от времето, могат автоматично да бъдат откривани и отказвани потоци от данни, съдържащи атакуваща информация. Чрез SDN могат автоматично да бъдат изолирани и смекчавани атаки, характеризиращи се с рязко нарастващ трафичен обем, като „Разпределени атаки за отказ от обслужване (Distributed Denial of Service - DDoS), атаки по метода груба сила (brute-force intrusions), разпространение на зловреден софтуер, както и различни видове подслушващи атаки.

Библиография

[1] SDN Architecture. Open Networking Foundation. Palo Alto, CA. 2014. Accessed on: June, 2014. [online]. Available:https://www.opennetworking.org/wp-content/uploads/2013/02/TR_SDN_ARCH_1.0_06062014.pdf

[2] SDN Architecture Overview. Open Networking Foundation. Palo Alto, CA. 2013. Accessed on: December, 2013. [online]. Available: https://www.opennetworking.org/images/stories/downloads/sdn-resources/technical-reports/SDN-architecture-overview-1.0.pdf

[3] Software-Defined Networking: The New Norm for Networks. Open Networking Foundation. Palo Alto, CA. 2012. Accessed on: April, 2012. [online]. Available: https://www.opennetworking.org/images/stories/downloads/sdn-resources/white-papers/wp-sdn-newnorm.pdf

[4] Jung, O., Smith, P., Magin, J. and Reuter, L. Anomaly Detection in Smart Grids based on Software Defined Networks. Proceedings of the 8th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS 2019), p.157-164.

[5] SDN MicroSENSE Project. Horizons-EU 2020. 2019.

[6] Gonzalez-Granadillo G., Gonzalez-Zarzosa S. and Faiella M. Towards an Enhanced Security Data Analytic Platform. 15th International Joint Conference on Security and Cryptography (2018).

[7] Github. Discovery-CyberLens Software Tool. Availale: https://github.com/CyberLens/Discovery. Last accessed 2020.

ПРОЕКТ „TRINITY“ ОТ ПРОГРАМАТА НА ЕС ХОРИЗОНТ 2020 СЪТРУДНИЧЕСТВО И КООРДИНИРАНИ ДЕЙСТВИЯ В РЕГИОНА ЗА ПОДОБРЯВАНЕ НА ПРЕНОСНИТЕ ВЪЗМОЖНОСТИ НА РЕГИОНАЛНИТЕ ГРАНИЦИ ЧРЕЗ ИНТЕЛИГЕНТНИ ПАЗАРНИ ТЕХНОЛОГИИ

Автори: Виктория Поповска; Ирена Гюровска

TRINITY PROJECT UNDER HORIZON 2020 PROGRAM OF EU COOPERATION AND COORDINATION ACTIONS IN THE REGION FOR TRANSMISSION SYSTEM ENCHANCEMENT OF REGIONAL BORDERS BY MEANS OF INTELLIGENT MARKET TECHNOLOGY

Authors: Viktoria Popovska; Irena Gyurovska

TRINITY is expecting to provide a platform allowing TSOs to enhance the electricity market and system control opportunities at regional level. Very challenging final step is the impact and the replicability of the TRINITY solutions in SEE region. The project will enable TSOs to learn a lot about new technologies, develop practical solutions and test expected scenarios. The present report presents the main objectives of TRINITY, the Platforms that will be designed, developed and tested, and the Work Packages supporting the efficient project completion.

One of the main objective of the project is to open some room for cross-border exchange of balancing energy for better regulation of power deviations and optimization of system reserves. The projects tools and products will be designed for improving further the cross-border operation and market integration while maintaining high level of regulation stability and reliability of the transmission grid with reduced operating costs.

Въведение

Реализирането на единен и обединен пазар на електроенергия е едно от основните предизвикателства пред които е изправена Европа. Северните, западните и централни региони работят вече десетилетия за постигане на тази цел, и я реализираха, в пазарен сегмент ден напред и в рамките на деня. Регион Югоизточна Европа остана изолиран от тези процеси, до 19 ноември 2019 г, когато България се присъедини към пан-европейското пазарно обединение „в рамките на деня“ (SIDC –Single Intraday Coupling), чрез румънска граница. Но това е само началото на

процеса, който ще продължи няколко години, обхващайки и границите на съседните държави, които не са членки на ЕС.

Проект „TRINITY“ ще подпомогне свързването на пазарите на електроенергия в Югоизточна Европа, както и обединението на този регион с мултирегионалното обединение (MRC) чрез разработването на платформи и представянето на резултатите от техните демонстрации. Ще бъдат разработени набор от решения за засилване на сътрудничеството между операторите на преносни системи в Югоизточна Европа. Ще бъде подкрепена координацията при извършването на анализите за оценка на сигурността, оптимизиране на дейностите по ре-диспечиране, насрещна търговия, координиране на процеса по изчисление на преносните способности и оптималното им използване, с оглед обединение на пазарите в региона и насърчаване на по-голямото навлизане на чисти енергии.

TRINITY се финансира от програмата на Европейския съюз за научни изследвания и иновации Хоризонт 2020 в рамките на подписано споразумение за безвъзмездна помощ № 863874 между Изпълнителната агенция за иновации и мрежи (INEA) и участниците в консорциума на проекта. Общият бюджет на проекта е 13 151 140,00 млн. евро, като безвъзмездната помощ е в размер до 9 854 253,28 млн. евро. TRINITY стартира на 01 октомври 2019 г., като дейностите ще бъдат реализирани за период от 48 месеца. Проектът се изпълнява от консорциум от 19 организации с координатор испанската компания ETRA INVESTIGATION Y DESARROLO SA (фиг. 1).

Разработване и внедряване на четири независими продукта

Постигането на стратегическата цел на проекта ще се реализира чрез разработването и внедряването на четири независими продукта: T-Market Coupling Framework, T-Sentinel Toolset, T-RES Control Center, T-Coordination Platform:

T-MARKET COUPLING FRAMEWORK ще предостави рамка за засилване на трансграничното сътрудничество и подпомагане на обединението на пазара на електроенергия в Югоизточна Европа, чрез увеличение на междусистемната търговия за ден напред, в рамките на деня и обмена на балансираща енергия. Базирайки се на вече действащите споразумения, проектът ще предложи координиране на дейността по обмен на електроенергия за времеви хоризонт “в рамките на деня” и сътрудничество в създаването на обединен пазар в реално време (балансиращ пазар), чрез включване на страни, членки на ЕС и тези, които са извън ЕС.

Фиг. 1: Участници в проекта „TRINITY“: ETRA INVESTIGATION Y DESARROLO SA, шест оператора на преносни системи (ESO –България, EMS-Сърбия, MEPSO-Северна Македония, CGES –Черна гора, HOSBiH –Босна и Херцеговина, RTE International - Франция), четири оператора на пазара на електроенергия (IBEX-България, SEEPEX – Сърбия, HUPX – Унгария, BELEN – Черна гора), доставчици на IT услуги (ICCS – Гърция, EKC – Сърбия), производители от ВЕИ (TERNA ENERGY – Италия, KONCAR – Хърватска), Институти и университети (FTSB-Северна Македония, IMP – Сърбия, GRE – Румъния), Регионален координационен център за сигурност (SCC-Белград).

T-SENTINEL TOOLSET ще предостави регионален набор от инструменти за управление на съществуващи и нови процеси – наблюдение на сигурността на електроенергийните системи и оптимизиране на редиспечирането; разработване на метод за поделяне на разходите между операторите; разработване на нова концепция за определяне на маржовете за надеждност, с оглед подобряване на процеса по изчисляване на трансграничните преносни способности. Дейностите са насочени към улесняване на използването на повече електроенергия от ВЕИ, при запазване на сигурността в управлението на електроенергийните системи с наличните резервиращи мощности.

T-RES CONTROL CENTRE ще позволи оптимизиране на управлението и експлоатацията на инсталации за производство на електроенергия от възобновяеми източници, подпомагане на прогнозирането, улесняване на тяхното участие в различните пазари, включително и в предоставянето на балансиращи услуги. Ще бъдат анализирани специфичните механизми за проследяване и сертифициране на

чистия произход на енергията и търговията със сертификати за произход, както и комуникацията в реално време със системите за управление на операторите.

T-COORDINATION PLATFORM ще създаде възможности за подобряване на комуникацията между регионалния координационен център и операторите на преносни системи в региона, както и координиране на функционалностите, осигурени от трите други Т-продукта. При структурирането на функционалността на платформата, ще се използва опита и ноу-хау от оператори на преносни системи в Европа, и по-конкретно на RTE-Франция.

Целта на разработките е ефективното свързване и демонстриране на четирите продукта, внедрени в TRINITY, като се прилагат различни сценарии, преминавайки през три основни фази: лабораторно тестване, внедряване и демонстрация.

Работни пакети на проект „TRINITY"

Дейностите, които ще бъдат реализирани в рамките на проекта „TRINITY" са разпределени в девет работни пакета.

Работен пакет 1 „Управление и координация"

В рамките на този пакет се извършва административното, техническо и финансово управление на проекта, наблюдението на напредъка по отделните дейности, оценката на рисковете и при необходимост ще се предлага предприемане на коригиращи действия. В рамките на този пакет се създават и проверяват финансовите отчети, извършва се проверка на индивидуалните разходи, създава се консолидирания финансов отчет, съгласно правилата на Програма Хоризонт 2020 и се планират бюджетите за отделните дейности. Водещи партньори в работен пакет 1 са ETRA и EKC.

Основни подзадачи в пакета:

- Техническо управление и осигуряване на качествено и прецизно изпълнение на проекта;
- Придържане към принципите на конфиденциалност и защита на иновативната информация. Осигуряване на максимална възвращаемост на инвестицията в човешки и финансови ресурси и на инвестициите в интелектуална собственост;
- Етични въпроси и наблюдение за спазване на етичните норми.

Основни документи в пакета:

1. Разработване на план за управление на проекта (Project Management Plan)

2. Разработване на план за управление на данните (Data Management Plan)

Планът по т.1 включва: Процедурите по докладване; Комуникационната политика; Планът за осигуряване на качество при реализиране на проекта; План-график по дейности; Отговорен партньор.

Планът по т.2 включва: Политиките при използване на данните, които се събират и обработват при изпълнението на проекта; Политика за използване на данните, които ще бъдат генерирани като резултат от проекта. Методология, стандарти, споделяне.

Работен пакет 2 „Основи на проекта"

В рамките на този пакет се определят сценариите (use cases), участниците в тях, и индикаторите (KPIs), по които ще се измерват постигнатите резултати и ползите от разработените четири продукта и възможностите за внедряването им. На този етап се определят основите за проектиране на платформите, функционалностите им, необходими конфигурации и връзки между платформите, обмен на данни, с оглед реализиране на основните сценарии.

В рамките на пакета се събират данни от партньорите за обектите и инфраструктурата, с която разполагат, необходими за конфигурирането им в платформите и изпълнение на тестовите сценарии и демонстрации, заложени на следващите етапи. Информацията включва физическите обекти, които ще бъдат конфигурирани в платформите (обекти на производители, потребители, доставчици на балансираща енергия, ВЕИ производители, междусистемни електропроводи, подстанции), както и наличната IT инфраструктура (SCADA системи, пазарни системи).

Основни подзадачи в пакета:

• Дефиниране на сценариите и индикаторите. Водещ партньор ETRA;

• Извършване на анализ на съществуващата и бъдеща инфраструктура, която ще участват в симулациите и демонстрациите. Водещ партньор ECO ЕАД;

• Анализ на регулаторните и правни аспекти в отделните държави. Енергийни политики, национални планове за ВЕИ, организация на рабо-

та на пазарите на енергия, сертификати, балансиращите пазари. Водещ партньор GRE

• Анализ на мрежовата архитектура на TRINITY, от гледна точка на гъвкавост и сигурност, осигуряваща оптимална координация между партньорите. Водещ партньор ICCS.

Основни документи в пакета:

1. Анализ на съществуващата и бъдеща инфраструктура и технологии при партньорите в проекта, имащи отношение към изпълнението му;
2. Доклад за регулаторните аспекти и пазарни правила, приложими по границите на страните, участващи в проекта;
3. Дефиниране на сценарии и индикатори за четирите продукта;
4. Архитектура на TRINITY

Документите, разработени във всички пакети, се изпращат в Изпълнителната агенция по иновации и мрежи (INEA) към Европейската комисия, която наблюдава хода и цялостното изпълнение на проекта, включително одобрява всички документи и материали и тяхното публикуване, съгласно изискванията на Споразумението за безвъзмездна помощ.

Работен пакет 3 „Създаване на платформа "SEE Cross-Border Market Coupling Framework"

В рамките на този пакет ще се създаде първия продукт „**T-MARKET COUPLING FRAMEWORK**", чрез който ще се подпомогне реализирането на пазарно обединение в регион Югоизточна Европа, по границите на държавите, които не са членки на ЕС, и по границите на държави членки на ЕС и извън ЕС. Платформата T-MARKET COUPLING FRAMEWORK, чрез отделни модули, ще демонстрира пазарно обединение в рамките на деня, пазар на двустранни договори – сключени на дългосрочна и средносрочна база и пазар на резерв. Предвижда се разработване на четири основни модула: модул за пазарно обединение в рамките на деня (IMC-intraday market coupling module), модул за търговия на разполагаемост за балансиране (ASM –ancillary service module), модул за насрещна търговия (OTC module), модул за търговия на сертификати за произход (GO module). Продуктите, които ще се търгуват ще бъдат дефинирани на етап проектиране. Търговията ще се извършва на база търг (auction). Всички партньори ще участват активно във фазите на определяне на сценариите, симулациите, предвидени за първата половина на 2021 г. и демонстрационните дейности, през 2022 г. Водещ партньор в работен пакет 3 е SEEPEX.

Основни подзадачи в пакета:

• Анализ на пазарите в рамките на деня и на пазарите за резерв, оперирани от преносните и борсови оператори в страните, участващи в проекта;

• Проектиране и създаване на модул (IMC-intraday market coupling module), чрез предварително дефиниране на функционалните и технически изисквания, одобрени от партньорите, позволяващ имплицитно разпределение на преносните способности;

• Проектиране и създаване на модул за търговия на разполагаемост за балансиране (ASM –ancillary service module), на месечна и седмична база, за резерви за първично регулиране, автоматично вторично регулиране, ръчно вторично регулиране и бавен третичен резерв, с участие на доставчици на балансиращи услуги от региона;

• Проектиране и създаване на модул за двустранна търговия (OTC module), чрез годишни, месечни и седмични продукти, както и продукт за непрекъсната търговия в рамките на деня. Функционалните и технически изисквания ще бъдат одобрени предварително от партньорите;

• Разработване на тестова среда и софтуер, за извършване на симулационните и демонстрационни дейности. Интегриране на трите модула в платформата T-MARKET COUPLING FRAMEWORK, адаптиране към нуждите на регион Югоизточна Европа.

Работен пакет 4 „Създаване на платформа “Power system security and reliability SENTINEL toolset”

Ролята на този пакет е да създаде инструмент за оптимизиране на управлението на ЕЕС и сигурността, чрез анализ на регионалната експлоатационна сигурност, разработване на аналитична концепция за координиране на дейността на преносните оператори, свързана с повторното диспечиране и насрещна търговия, както и прилагането на коригиращи действия в региона (remedial actions) при изчисляването на преносната способност. Целта е да бъде предложена методология за прозрачно разпределение на отговорността и дейностите по ре-диспечиране, както и на разходите между операторите на преносни системи. Ще бъде разработена и иновативна концепция за определяне на резерва за надеждност (reliability margin), използвайки хибриден модел за определяне на резерва, базиран на метода потоци на мощност и на нетна преносна способност.

Основни подзадачи в пакета:

• Създаване на концепция, алгоритъм и математически модел за на-

блюдение на сигурността близо до реалното време, и на координирани действия по ре-диспечиране на регионално ниво и тяхното оптимизиране;

• Създаване на метод за преразпределение на потоците от мощност и на метод за преразпределение на разходите от ре-диспечиране;

• Създаване на нова концепция за определяне на резерва за надеждност с оглед подобряване на процеса по изчисление на преносната способност и оптималното й използване, при запазване на критериите за сигурност;

• Създаване на платформа T-SENTINEL TOOLSET, в която да са интегрирани посочените решения

Работен пакет 5 „Създаване на регионален контролен център за ВЕИ производители, „RES and flexibility regional control center"

Създаването на регионален контролен център за ВЕИ има за цел по-добро наблюдение и прогнозиране на производството от производители на възобновяема енергия в региона, анализиране на потенциала за съхранение на енергия и интегриране на тези производители в пазара на балансираща енергия като доставчици на балансиращи услуги. Водещ партньор в работен пакет 5 е ETRA.

Основни подзадачи в пакета:

• Прецизно прогнозиране, наблюдение в реално време и контрол на производството от производители с непостоянно производство (ВЕИ), планиране и оптимизиране на ресурсите за регулиране и интегриране на непостоянното производство в пазара чрез възможности за изпълнение на диспечерски инструкции и предоставяне на услуги за балансиране;

• Създаване на динамична карта на региона на която ще бъдат посочени електропроводите 400 kV, 220 kV, 110 kV, потенциалът за присъединяване на ВЕИ мощности и потенциални тесни места в електрическите мрежи. Анализ на необходимостта от паралелно изграждане на системи за съхранение на енергия и къде да бъдат локализирани, с оглед най-ефективна използваемост, участие на потребители в управлението на товара с гъвкави договори, с оглед преодоляване на претоварванията в мрежата и потенциални тесни места, както и създаване на по-гъвкави източници и условия за регулиране;

• Интегриране на производители от ВЕИ в пазара чрез създаване на пазар за сертификати за произход и зелени сертификати;

• Проектиране и изграждане на контролен център за ВЕИ, платфор-

ма T-RES CONTROL CENTRE, на модулен принцип, която да интегрира предходните три задачи

Работен пакет 6: „Създаване на платформа за координиране и обмен на данни между координационен център за сигурност, системите за управление в реално време на операторите и системите при производителите от ВЕИ, „Common IT platform for RCCs-TSOs-RES communication and coordination“

Целта на този работен пакет е да бъде създадена обща платформа, която да има изграден интерфейс с други системи – със системите на преносните оператори, на регионалния координационен център и на производителите от ВЕИ. Водещ партньор в работен пакет 6 е RTEi

Основни подзадачи в пакета:

• Подпомагане и оптимизиране на комуникацията и обмена на данни, свързани с координиране на дейността в Югоизточна Европа по отношение на анализа и оценката на сигурността;

• Подпомагане и оптимизиране на комуникацията и обмена на данни, свързани с координиране на дейността в Югоизточна Европа по отношение на изчисляването на преносните способности;

• Обмен на данни преди и в реално време между Операторите на преносни системи и производителите от ВЕИ;

• Софтуерно интегриране на данни от другите платформи - T-MARKET COUPLING FRAMEWORK, T-SENTINEL TOOLSET и T-RES CONTROL CENTRE;

• Разработване на отделни модули по всяка от подзадачите и интегрирането им в T-COORDINATION PLATFORM

Към м. април 2020 г. са съгласувани някои от основните съобщения и данни, които ще се генерират от другите три платформи (T-MARKET COUPLING FRAMEWORK, T-SENTINEL TOOLSET и T-RES CONTROL CENTRE) и ще се изпращат към T-COORDINATION PLATFORM:

1. Получаване на оперативни пазарни съобщения от IMC-intraday market coupling module;
2. Получаване на оперативни съобщения от ASM –ancillary service module;
3. Получаване на прогнозата за производството на ВЕИ;
4. Получаване на производството от ВЕИ в реално време ;
5. Съпоставяне на прогнозата за производство на ВЕИ и активирани-

те резерви за балансиране на ЕЕС;

6. Предприети коригиращи действия от ОПС в региона в процеса на изчисляване на преносните способности;

7. Изчислените разходи за редиспечиране и разпределението им между ОПС;

8. Анализът и резултатите от регионалната оценка на сигурността;

9. Резултати от краткосрочния анализ на адекватността;

10. Резултатите след валидирането и съгласуването на междузоновата преносна способност;

11. Резултати от регионалния анализ на критичните състояния в преносната мрежа;

12. Координирани ремонтни програми;

13. Препратени съобщения към ВЕИ производителите при аварийни ситуации ;

14. Предприети действия при възстановяване след тежки аварии, съгласно защитния план.

Работен пакет 7: „Интеграционни и демонстрационни дейности“

В рамките на този пакет ще бъдат демонстрирани функционалностите на четирите продукта на TRINITY, разработени в работни пакети 3, 4, 5 и 6. Демонстрациите ще бъдат реализирани в три фази, с крайна цел интегриране на резултатите от проекта в общ клъстер. Трите фази включват: първа фаза -вътрешни тестове (lab-testing), които ще бъдат използвани за първоначален анализ на разработените решения, тяхната съвместимост и интегрираност, и подобряване на прототипите. През втората фаза модулите ще бъдат модернизирани и разширени, подготвени за същинските демонстрации. Третата фаза стартира след 30 –тия месец от началото на проекта. Водещ партньор в работен пакет 6 е SCC.

Основни подзадачи в пакета:

- Разработване на план за оценка на всеки отделен продукт;
- Събиране на данни за всички платформи и тестване на демо-версите. Оценка на работата на основните функционалности (core set of critical functionalities);
- Провеждане на вътрешни тестове и извършване на окончателни настройки;
- Провеждане на демонстрации с партньорите по проекта.

Работен пакет 8 „Оценка на въздействието и прилагане в практиката“

В рамките на този пакет ще бъде оценено влиянието на TRINITY с неговите диверсифициране продукти в постигането на целите на проекта, неговата ефективност, както и резултатите от демонстрационните дейности. Ще бъдат използвани реални данни, събрани в рамките на работен пакет 7, и проектните индикатори, заложени в работен пакет 2. Ще бъде извършена техническа, екологична и социална оценка на проекта, и подробен технико-икономически анализ. Ще се идентифицират локални препятствия и бариери, възникнали по време на демонстрациите и ще се разработят препоръки за преодоляването им. Ще бъдат изготвени насоки и пътна карта за въвеждане на конкурентен пазар в Югоизточна Европа.

Основни подзадачи в пакета:

• Оценка на икономическото въздействие в региона от прилагане на резултатите на TRINITY;

• Извършване на техническа оценка, на база коректност на въведените данни, изчислителни модели и коректност на резултатите;.

• Извършване на екологична оценка, която да включва потенциала за намаляване на емисиите CO2 и увеличаване на частта на производството от ВЕИ в енергийния микс;

• Разработване на пътна карта за реализиране на пазарно обединение в регион Югоизточна Европа;

• Оценка и предложение за прилагане на резултатите от TRINITY извън страните от консорциума;

Работен пакет 9 „Комуникации и разпространение на резултатите“

В рамките на този пакет ще се разработи политика за информираност и разпространение на резултатите от проекта.

Основни подзадачи в пакета

• Разработване на комуникационна стратегия и на политика за публичност и разпространение на резултатите;

• Участие във форуми с оглед предоставяне на информация за проекта и запознаване с неговите цели;

• Ангажиране на Европейски институции, научно-изследователски институти и пазарни участници;

• Установяване на контакти и съвместни инициативи с други проекти по Програма хоризонт 2020;

• Споразумения между партньорите за използване на резултатите и продуктите след приключване на проекта;

Подробна информация за проекта, събития, свързани с прогреса на изпълнението му се публикува в социалните мрежи.

TRINITY

http://trinityh2020.eu/ @TRINITY_H2020

Взаимодействието, лидерите и времевата последователност на работните пакети са показани на фиг. 2.

Фиг. 2 Работни пакети в рамките на проекта „ TRINITY“

Изводи

Заедно с разработването на четирите основни инструмента, проектът ще анализира и ще предложи промени в настоящата регулаторна рамка на региона, което е от решаващо значение за успешен и безпроблемен преход в енергийния сектор. TRINITY ще насърчава и координира дейностите в рамките на проекта така, че регулаторните и техническите разработки да вървят ръка за ръка и да бъдат предпоставка за устойчив, плавен и оптимален преход към нов енергиен сектор в Югоизточна Европа, като същевременно дейностите ще бъдат съобразени с бъдещата интеграция на пазара с други европейски страни.

Проектът TRINITY от програмата на ЕС Хоризонт 2020 е амбициозен и иновативен, покрива голям спектър от задачите, които стоят пред

мрежовите оператори и ще подпомогне оперативните и пазарни процеси, които изискват високо ниво на съгласуваност в региона, сигурен обмен на данни и координирани решения.

Автори:

Виктория Иванова Поповска
Електроенергиен Системен Оператор
Телефон: 02 9691 302
Имейл: Viktoria.Popovska@eso.bg
Ирена Гюровска
Електроенергиен Системен Оператор
Телефон: 02 9691 340
Имейл: i.gyurovska@eso.bg

TRINITY

ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR

Единствената отговорност на тази публикация е на автора. Европейският съюз не носи отговорност за каквато и да е използване на информацията, която съдържа. *The sole responsibility of this publication lies with the author. The European Union is not responsible for any use that may be made of the information contained therein.*

РЕЗУЛТАТИ ОТ ПРОУЧВАНИЯ ОТНОСНО ЕФЕКТИВНОСТТА И ВЛИЯНИЕТО НА ЗАКОНОВАТА СРЕДА В ОБЛАСТТА НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ И ВЪЗОБНОВЯЕМИТЕ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ ВЪРХУ БИЗНЕС СТРУКТУРИТЕ

Доц. д-р инж. Димитър Баев, Българска Стопанка Камара

RESULTS OF STUDIES ON THE EFFECTIVENESS AND IMPACT OF THE LEGAL ENVIRONMENT IN THE FIELD OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY SOURCES ON BUSINESS

Ass. Prof. Dimitar Baev, Ph.D., Bulgarian Industrial Association

A consortium of Bulgarian Industrial Association (BIA), the Agency for Sustainable Energy Development (SEDA) and „Sofena“ Ltd. implemented a project called „Increasing public participation in the formulation, implementation and monitoring of Energy Efficiency Policies and Legislation“ under the Good Governance Program, funded by the European Social Fund of the European Union. This report presents the results of the activities carried out on a project task: „Performing studies on the effectiveness of the legal environment in the field of energy efficiency (EE) and renewable energy sources (RES) on business structures“.
The report shows and analyzes the received answers, opinions and suggestions from energy users, energy traders, energy auditors and non-governmental organizations in the field of energy efficiency. Conclusions and suggestions arising from the data processed are also presented.

Увод

Консорциум от Българска Стопанка Камара (БСК), Агенцията по устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и „Софена” ЕООД изпълняват Проект „Повишаване на гражданското участие в процесите на формулиране, изпълнение и мониторинг на политики и законодателство в областта на енергийната ефективност”. Проектът се изпълнява по линия на **процедура** BG05SFOP001-2.009 „Повишаване на гражданското участие в процесите на формулиране, изпълнение и мониторинг на политики и законодателство по Оперативна Програма „Добро управление” */Л1/*, съфинансирана от Европейския съюз чрез Европейския социален фонд.

Цели на проекта са:

• Партньорско управление с гражданите и бизнеса в областта на енергийната ефективност (ЕЕ);
• Открито и отговорно управление;
• Отправяне на препоръки за:
  • Подобряване на процесите на предоставяне на услуги;
  • По-добра регулаторна среда;
  • Предотвратяване на конфликта на интереси.

Настоящият доклад представя резултатите от изпълнение на Дейност 1 от Проекта „Извършване на проучвания и изследвания относно ефективността на законовата среда в областта на енергийната ефективност и възобновяемите енергийни източници върху бизнес структурите". Разглежданата дейност включва:

• Анкетни проучвания и срещи с бизнеса и енергийни експерти с акцент върху тежестта и ефективността на контролните функции от страна на администрациите.;
• Обработка и анализ на получените данни и информация;
• Становище и предложения до Министерството на енергетиката, други, свързани с тематиката министерства и АУЕР.

Извършени дейности и проучвания

Дейността включва анкетни проучвания и срещи с бизнеса и енергийни експерти с акцент върху тежестта и ефективността на контролните функции от страна на администрациите, обработка и анализ на получените данни и информация и подготовка на мнения и предложения до съответните държавни органи и администрации.

Целеви групи на проучването: крайни потребители,търговци на енергия, енергийни одитори, неправителствени организации в областта на енергийната ефективност и възобновляеми енергийни източници (ВЕИ

Задачата включваше провеждане на анкетни проучвания по целевите групи със следната структура:

• Характеристики на адресанта;
• Степен за познание на Европейското и национално законодателства в областта на ЕЕ и ВЕИ;
• Оценка на готовността за изпълнение на задълженията по ЗЕЕ;
• Оценка на процедурите и ползите от провежданите обследвания за ЕЕ;
• Оценка за формите и възможностите за финансиране на проекти за ЕЕ;
• Проблеми и предложения по темата

Въпросникът бе разпространен с 664 индивидуални имейли до идентифицираните представители на четирите групи респонденти.

За допълнително уточняване на предварително получените резултати от анкетното проучване се проведоха дискусии със заинтересованите страни, в които взеха участие 53 специалисти от различни организации и институции. Дискусиите бяха фокусирани върху изпълнение на задълженията на търговците на енергия и възможностите за осъществяване на проекти (съвместни дейности) с доставчици на оборудване и отразяване на гледните точки на крайните потребители, енергийните одитори и неправителствените организации в областта на енергийната ефективност.

По анкетното проучване са получени 63 отговора, които представляват 9.5% от общия брой изпратени електронни анкетни запитвания. Процентът на отговорите е в границите на очаквана допустимост за този вид изследване. Преобладават отговорите от крайни потребители, една трета от всички отговорили. Съотношението между отговорите по групи анкетирани съответства на структурата на изпратените електронни съобщения.

63% от всички респонденти оценяват, че са запознати с директивите на ЕС /Л2, Л3/в областта на енергийната ефективност частично, а около една трета – че са добре запознати. 58% от анкетираните считат, че българското законодателство в областта на енергийната ефективност /Л4/ съответства на европейското частично, а повече от 1/3 нямат мнение по въпроса.

Относно оценка за структурата и съдържанието на документите, регламентиращи подготовката и издаването на удостоверения за енергийни спестявания (УЕС*)* /Л6/*,* мненията им са разделени. За 40.5% документите са добре структурирани, разбираеми и удобни за прилагане. Други 40.5% са на противоположно мнение, че документите са трудно разбираеми, има неясноти и нееднозначности, както в документите, така и в тълкуването им от страна на администрацията. Една пета нямат мнение по темата (Фиг.1).

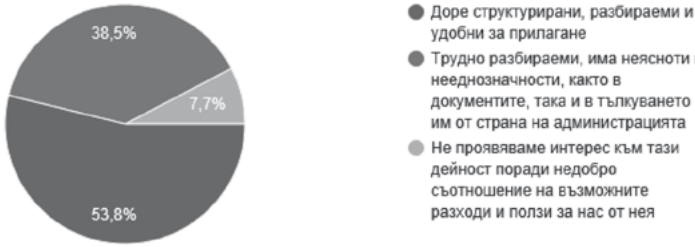
Фигура 1. Оценка за структурата и съдържанието на документите, регламентиращи подготовката и издаването на удостоверения за енергийни спестявания

Договорите с гарантиран резултат са малко познати като енергийно ефективни решения и механизъм за постигане на енергийни спестявания. 43% от анкетираните нямат достатъчно информация, за да формират мнение. За същото количество респонденти договорите с гарантиран резултат не са ефективни. Едва за 14% те са били приложени и са дали положителен резултат.

Над 80% от отговорилите търговци на енергия имат индивидуални цели за енергийни спестявания /*Л7*/, но едва под половината от тях имат практически опит за изпълнение и доказване на индивидуалните цели. В големи индустриални и търговски структури е налична обща практики и процедури за извършване на обследвания и доказване на спестявания, за които се изготвят доклад, издава се удостоверение, с което се покриват индивидуалните цели. Самостоятелни предприятие предпочитат използването на договорни отношения с фирми за обследване за енергийна ефективност с цел доказване на енергийни спестявания.

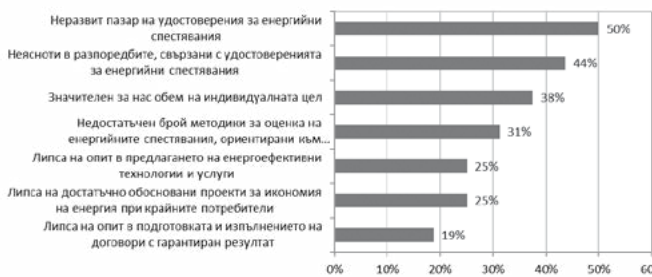
Над 1/3 от анкетираните търговци на енергия не виждат подходящ механизъм за постигане на индивидуалните цели за енергийни спестявания. Една четврт от търговците на енергия разчитат на сътрудничество с компания, която вече предоставя на пазарен принцип енергоефективни технологии и услуги на крайните потребители, включително договори с гарантиран резултат. Една пета (18.8%) от тях предоставят на пазарен принцип на енергоефективни технологии и услуги на крайните потребители, включително договори с гарантиран резултат. С най-голяма популярност се ползват комбинацията от механизми за придобиването на удостоверения за енергийна ефективност (31% от отговорилите). За нито един от анкетираните търговци на енергия не представлява интерес използването на финансовите механизми чрез осъществяване на вноски във финансов посредник, който да финансира проекти за енергийна ефективност. Търговците на енергия споделят, че механизмите за постигане на индивидуалните цели са свързани с допълнителни разходи за предприятията. Те срещат значителни проблеми при предоставяне на енергийни услуги на пазарен принцип поради липсата на икономически интерес и търсене от страна на крайните клиенти.

Половината от търговци на енергия считат, че документите на документите, регламентиращи подготовката и издаването на удостоверения за енергийни спестявания са добре структурирани, разбираеми и удобни за прилагане (Фиг. 2).



Фигура 2. Търговци на енергия. Оценка на структурата и съдържанието на документите, регламентиращи подготовката и издаването на удостоверения за енергийни спестявания

За половината от търговците на енергия най-значим проблем при изпълнение на индивидуалните им цели за енергийни спестявания е липсата на развит пазар на удостоверения за енергийни спестявания и свързаните с това неясноти в разпоредбите. Значителни затруднения пред търговците на енергия произтичат от липсата на опит в подготовката и изпълнението на договори с гарантиран резултат, предлагането на енергоефективни технологии и услуги и на достатъчно обосновани проекти за икономия на енергия при крайните потребители (Фиг.3).



Фигура 3. Търговци на енергия. Проблеми и затруднения при изпълнение на индивидуалните им цели за енергийни спестявания

Повече от половината от крайните потребители не намират трудности при подготовката и изпращането на изискуемите годишни отчетни форми. Почти ¼ получават консултации от АУЕР. Над 2/3 от предприятията със задължения за извършване на енергийни обследвания намират формите за отчет за удобни и насочващи. Половината от МСП без задължения се възползват от помощ и консултации от АУЕР.

Наблюдава се непознаване на възможностите, рисковете и ползите от внедряване на стандарта за управление на енергията БДС EN ISO 50001.

71% от анкетираните нямат мнение по въпроса или не желаят да се ангажират с внедряването му поради липса на стимули, както и поради допълнителното натоварване.. Една пета от анкетираните проявяват интерес от внедряване на стандарта за управление на енергията БДС EN ISO 50001, тъй като това ги освобождава от периодично провеждане на енергийни обследвания.

Само за 43% от предприятията провеждането на обследвания за енергийна ефективност /*Л5*/ водят до положителни решения и решаване на текущи проблеми при енергопотреблението. За 57% от анкетираните обследванията представляват допълнителна административна и оперативна тежест, която не води до производствени и технологични решения в областта на енергийната ефективност.

Не представлява изненада резултатът, че предпочитаните форми за финансиране на мерки за енергийна ефективност е кандидатстването по процедури за безвъзмездно финансиране (67% от анкетираните) или със собствени средства (62%). С най-малка популярност е възможността за използване на кредити от Фонда за енергийна ефективност и възобновяеми източници (14%). Еднаква е степента на интерес за финансиране на мерките с помощта на договори с търговци на енергия и договори с гарантиран резултат (по 19%).

Почти половината от анкетираните предприятия ползват допълнителна консултантска помощ за подготовката на документите и проектните предложения за кандидатстване по процедури за безвъзмездно финансиране (47.6%). Единствено в групата на големите предприятия част от респондентите разполагат със собствен капацитет за подготовка на документите за кандидатстване.

Само 24% от анкетираните предприятия имат издадени удостоверения за енергийни спестявания (УЕС). Над половината от всички анкетирани предприятия (52.4%) проявяват интерес към търговията с удостоверения за енергийни спестявания и/или прехвърляне на УЕС.

Водещи за предприятията проблеми и затруднения във връзка с изпълнението на задълженията си по извършване на обследвания за енергийна ефективност са допълнителните разходи на средства (30%) и труд (19%). Значителни са затрудненията и от технологични причини – липса на достатъчно точна информация за използваното оборудване и режимите на работата му (13%) и липсата на достатъчно развита система за енергиен мониторинг (11%). Предприятията практически не срещат трудности при избора на качествен енергиен одитор, но едновременно с това част от тях не получават одит с нови за тях изводи и предложения (13%).

Над половината от енергийните одитори имат затруднения при прилагането на действащите наредби, методики и указания по изпълнение на

енергийните обследвания на промишлени предприятия. Те считат, че указанията в цитираните документи са много общи и недостатъчно конкретни, което води по-голямо от необходимото разнообразие в изпълняваните обследвания. Основните трудности за вписване в регистрите на фирми, извършващи обследвания за енергийна ефективност са продължителните и скъпи курсове за обучение, които не се провеждат редовно, както и изискването за разполагане с голям брой различни по специалност експерти.

С най-голяма степен на тежест основните трудности и проблеми при изпълнението на обследвания за енергийна ефективност на промишлени системи са ограниченото вътрешно измерване на енергийните потоци, нелоялна конкуренция на пазара за енергийни обследвания, свързана с ниско качество на продукта при занижени цени, недостатъчно синхронизирани данни за материалните и енергийни потоци.

Над половината от одиторите оценяват документите, регламентиращи подготовката и издаването на удостоверения за енергийни спестявания като трудно разбираеми, с неясноти и неднозначности в документите и тълкуването им от административни структури. Методиките за оценка на енергийни спестявания са оценени като удобни за прилагане от над 90% от анкетираните енергийни одитори. Въпреки това, 2/3 от тях считат, че методиките не са приложими за голям брой често срещани мерки.

Респондентите, представители на браншови асоциации и НПО, декларират заинтересоваността на техните членове към търговията с удостоверения за енергийни спестявания не само за търговците на енергия, но и на предприятията с голям обем постигнати енергийни спестявания. Оценката им е, че извършените от търговците на енергия разходи за постигане на индивидуалните цели за енергийни спестявания ще бъдат компенсирани предимно за сметка на увеличение на цените на енергоносителите, приходи от договори с гарантиран резултат и комбинация от мерки.

В хода на проучването бяха получени значителен брой различни по значимост и степен ма конкретизация оценки и предложения за подобрения в законодателната база и практиките на приложението й, в това число:

• Предложения за подобрения в нормативната уредба и практиките на извършване на енергийни обследвания и доказване на енергийни спестявания чрез:

- Мерки за подобаване качеството на обследванията за енергийна ефективност;
- Увеличаването на броя и разширяването на обхвата на специализираните методики за оценка на енергийните спестявания;
- Регулярно провеждане на курсове за консултанти по енергийна ефективност и др.;

• По постигането на националната цел за енергийна ефективност и доказване на енергийни спестявания за индивидуалните цели:
  • Засилване на ролята на алтернативните мерки;
  • Задължените лица да се запознаят с добри практики за придобиване на удостоверения за получените енергийни спестявания и др.;
• По договорите с гарантиран резултат (ЕСКО договори) - по-широко популяризиране на възможностите на този финансов механизъм и резултатите от подобни проекти и др.;

Заключение

В резултат на проведените проучвания са получени становища и оценки относно законодателството в областта на енергийната ефективност и ВЕИ и са идентифицирани са проблеми по приложението му. Получените оценки и предложения са представени на вниманието на съответните държавни органи и администрации, като преобладаващата част от тях са оценени положително с ангажименти за съответстващи корекции и допълнения в законодателната база и практиките на изпълнението им.

Литература

[1] Оперативна програма «Добро управление» 2014-2020.
[2] Директива 2006/32/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 5 април 2006 година относно ефективността при крайното потребление на енергия и осъществяване на енергийни услуги.
[3] Директива за енергийна ефективност 2012/27/ЕС и Директива (ЕС) 2018/2002 за изменение на Директива 2012/27/ЕС.
[4] ЗАКОН за енергийната ефективност Обн., ДВ, бр. 35 от 15.05.2015 г., в сила от 15.05.2015 г., изм. и доп., бр. 105 от 30.12.2016 г., доп., бр. 103 от 28.12.2017 г., в сила от 1.01.2018 г., изм., бр. 27 от 27.03.2018 г., изм. и доп., бр. 38 от 8.05.2018 г., в сила от 8.05.2018 г.
[5] НАРЕДБА № Е-РД-04-05 от 8 септември 2016 г. за определяне на показателите за разход на енергия, енергийните характеристики на предприятия, промишлени системи и системи за външно изкуствено осветление, както и за определяне на условията и реда за извършване на обследване за енергийна ефективност и изготвяне на оценка на енергийни спестявания.
[6] НАРЕДБА № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, из-

исканията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им, издадена от министъра на енергетиката, обн., ДВ, бр. 38 от 20.05.2016 г., в сила от 20.05.2016 г.
[7] НАРЕДБА за методиките за определянето на националната цел за енергийна ефективност и за определянето на общата кумулативна цел, въвеждането на схема за задължения за енергийни спестявания и разпределянето на индивидуалните цели за енергийни спестявания между задължените лица, приета с ПМС № 240 от 15.09.2016 г., обн., ДВ, бр. 75 от 27.09.2016 г., в сила от 27.09.2016 г.

АВТОР:

Доц. д-р инж. Димитър Велев Баев, Българска Стопанка Камара
Тел. 0888 22 65 27, e-mail: dbaev41@gmail.com

МОДЕЛ НА ГЕОПОЛИТИЧЕСКА СТРАТЕГИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

инж. Иван Желязков; инж. Димитър Белелиев

MODEL OF GEOPOLITICAL STRATEGY FOR ENERGY SECURITY OF THE REPUBLIC OF BULGARIA

eng. Ivan Zhelyazkov; eng. Dimitar Beleliev

Abstract:

The ability to write about Energy security and Geopolitics as science came just in time because of the importance of the problem itself and its connection to an objective understanding of the past, present and future of national security and the national interests of the country in the 21st century.

Through the prism of geopolitical modeling, the main up-to-date question is whether this is the greatest challenge of the information society, of the third technological (information) revolution. Given the importance of the human factor in the structure of public relations as a phenomenon in making foreign-policy decisions in the field of energy and security:

Energy security is a topic that focused on itself broad public and expert analytical attention in the recent years. It is closely linked to the great theoretical question of the changing concept of security as a whole by enriching the latter with new aspects and formatting subtypes of the concept of 'security'.

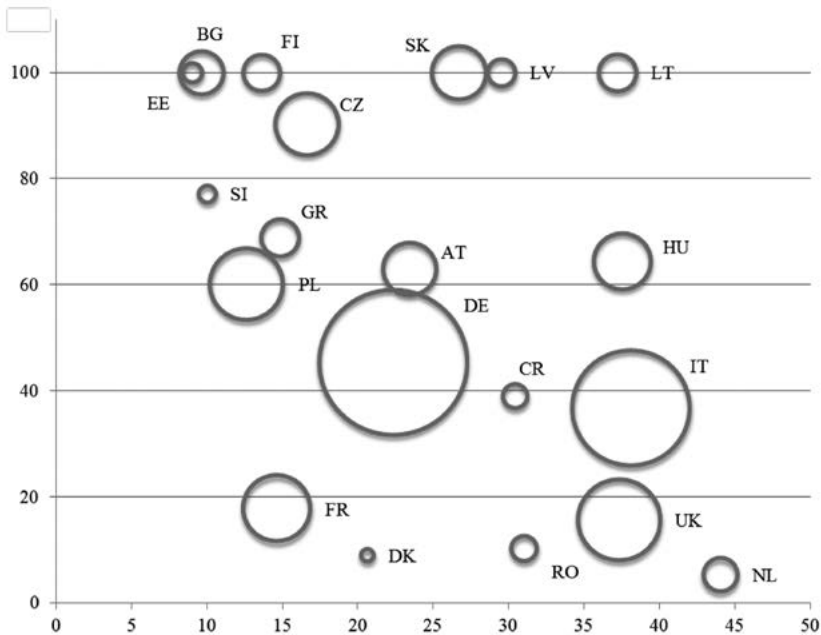
Понастоящем ЕС внася 53 % от енергията, която потребява. Зависимостта от вноса на нефт е почти 90 %, природния газ - 66 %, и в по-малка степен по отношение на твърдите горива - 42 % и на ядреното гориво - 40 %.

Сигурността на енергийните доставки засяга всяка държава членка, независимо че някои държави са по-уязвими от други. Това важи особено за по-слабо интегрирани и свързани региони като Балтийския регион и Източна Европа.

Най-належащият въпрос във връзка със сигурността на енергийните доставки е силната зависимост от един външен доставчик. Това е особено вярно за природния газ, но важи и за електроенергията: В шест държави членки Русия е единствен външен доставчик за целия техен внос на газ, а в три от тях над една четвърт от общите енергийни нужди се покриват чрез природен газ.

ЕС плаща за внос на енергия над 1 млрд. EUR на ден, като това е над една пета от общия внос на ЕС. ЕС внася нефт и нефтопродукти за над 300 млрд. EUR, от които една трета от Русия. 2

Енергийната сигурност на ЕС трябва да се разглежда също в контекста на нарастващото търсене на енергия в световен мащаб, което се очаква да се увеличи с 27 % до 2030 г., и на важните промени в търговските и енергийните потоци.



Фигура 1: Зависимост от доставките на природен газ от Русия

Хоризонтална ос: % дял на природния газ в енергийния микс; Вертикална ос: % дял на руския природен газ в националното потребление на природен газ; Размер на окръжностите: обем на импортирания руски природен газ. Прогнозите са основани на предварителни данни от промишлеността за 2013 г., включващи обемите природен газ, търгуван от руски дружества, който не е непременно произведен в Русия.

През последното десетилетие, потреблението на природен газ в Европа стабилно расте, като неговият пик е бил през 2010 г. - 597 млрд. куб.м./год. След 2010 г., потреблението започва постепенно да спада, като за периода 2010 -2014 г., процентът на намалание е 23%. Основният източник на това намаление е секторът електроенергетика, където

равнището на потребление е спаднало до нивата от началото на 2000 г. Италия е намалила потреблението на природен газ в сектора електроенергетика с 49% - от 33 млрд. куб.м./г., през 2008 г., на 16 млрд. куб.м./г., през 2014 г., Великобритания с 43% - от 24,8 млрд.куб.м./г., до 14,2, млрд. куб.м./г., Испания с 72,5% - от 16 млрд.куб.м./г., на 4,4 млрд.куб.м./г.

В сектора промишленост намалението е още по-голямо. До кризата през 2008 г., годишно потребление под 100 млрд. куб. м./г. е регистрирано само през 1976 г.

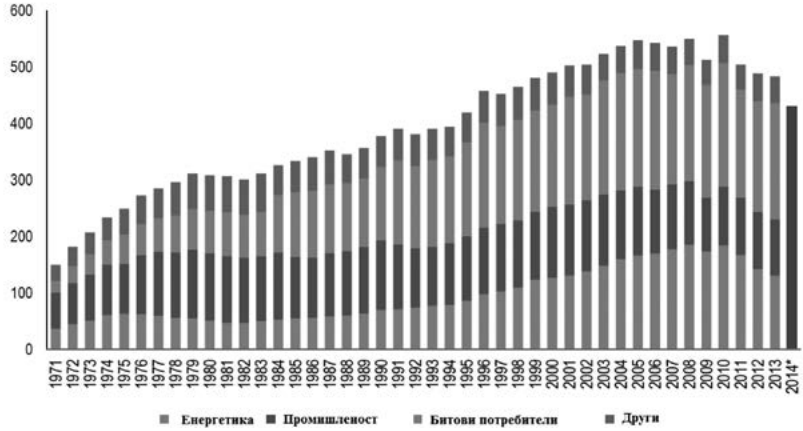
Доминиращият сектор, който потребява природен газ в Европа са битовите и малките небитовите (дребен бизнес) потребители. При него се наблюдава, в най-голяма степен, стабилност при потреблението – от 2003 г., годишното потребление варира в рамките на 200 – 210 млрд.куб.м./г.

Пикът на потреблението на газ в промишлеността е бил през 2003 г., но от тогава до 2014 г., отчетеното намаление е повече от 20%. През 2013 г. годишното потребление е било 104 млрд.куб.м./г. Това намаление се дължи на извеждане от експлоатация на енергоемките производства и въвеждането на мерки за енергийна ефективност. 3

В периода след икономическата криза се наблюдава ръст на икономиката, но той може да доведе единствено до временно повишение на потреблението на газ в рамките на 5-7 %, като цяло трендът е към намаление на потреблението на природен газ.

Миксът от газови доставки в Европа е на път драстично да се промени в рамките на следвашите 20 години. Това е резултат от намаляването на добива на природен газ в страните от Европейския Съюз и Норвегия. През 2014 г. миксът от доставки на природни газ за Европейския съюз е съставляван от добив от страни членки на ЕС, Русия, Норвегия, Северна Африка и LNG внос от Катар и САЩ.

През последните години собственият добив е спаднал от 221 млрд. куб.м./г., през 2005г. – 42 % от общото количество природен газ, до 144 млрд.куб.м./г., а през 2014 г. – 34%. Намаляването на добива в ЕС спомага за увеличението на вноса от Норвегия, който бележи ръст от 14 % 2005 г., до 23% през 2014 г., през периода 2005 г. – 2010 г., доставките от Русия леко са намалели, но през 2014 г., са се възвърнали на предишните си нива, поради пускането на нови газови трасета в експлоатация. За 2014г. Русия държи 27 % от общото количество на природен газ, за потребление в ЕС. Южните Европейски страни са захранвани с природен газ чрез тръбопроводи от Северна Африка. Тяхното потребление е било 7% от общото за 28-те страни членки. Други 9% са доставки , главно от Катар и САЩ, през LNG терминали. За периода 2010 г.-2014 г., тези доставки бележат двоен ръст.



Фигура 2 : Потребление на природен газ по групи потребители – млрд. куб.м./г.

През 2015 г. Норвегия е доставила 113 млрд.куб.м. газ на страните в ЕС. За 2015 г. Испания е внесла 15,5 млрд. куб.м. газ от Алжир, през интерконекторните си връзки с Алжир и Мароко, а Италия е внесла 14 млрд. куб.м. от Либия и Алжир по други два интерконектора. Общото количество на внесения природен газ от Северна Африка възлиза на 29,5 млрд. куб. м.

Русия доставя газ в Европа през Украйна, Беларус и по дъното на Балтийско море. През 2015 г. тя доставя 62,9 млрд.куб.м. по трасето през Украйна, като голяма част е била за покриване на нуждите от природен

Фигура 3 : Дял на вноса на природен газ по газопроводи от Русия

газ на Словакия – 37 млрд.куб.м. Значителни количества са били доставени и до Румъния, Унгария и Полша – съответно 16.4 млрд.куб.м., 5.8 млрд.куб.м. и 3.7 млрд. куб.м. През 1990 г. в експлоатация е пуснат „Ямалския газопровод", свързващ Русия и Полша, през Беларус. През 2015 г. 36 млрд.куб.м. газ са били доставени в ЕС по този маршрут. Най-новата газова връзка между Русия и Германия, респ. ЕС е „Северен Поток", който е пуснат в експлоатация през 2011 г. Балтийските страни членки на ЕС и Финландия са директно свързани с газоразпределителната мрежа в Русия. За собствените си нужди, Турция доставя природен газ от Русия през тръбопровода „Син Поток" и през България. Останалите доставки за Турция са по газопроводи от Азербайджан – през Грузия и Иран.

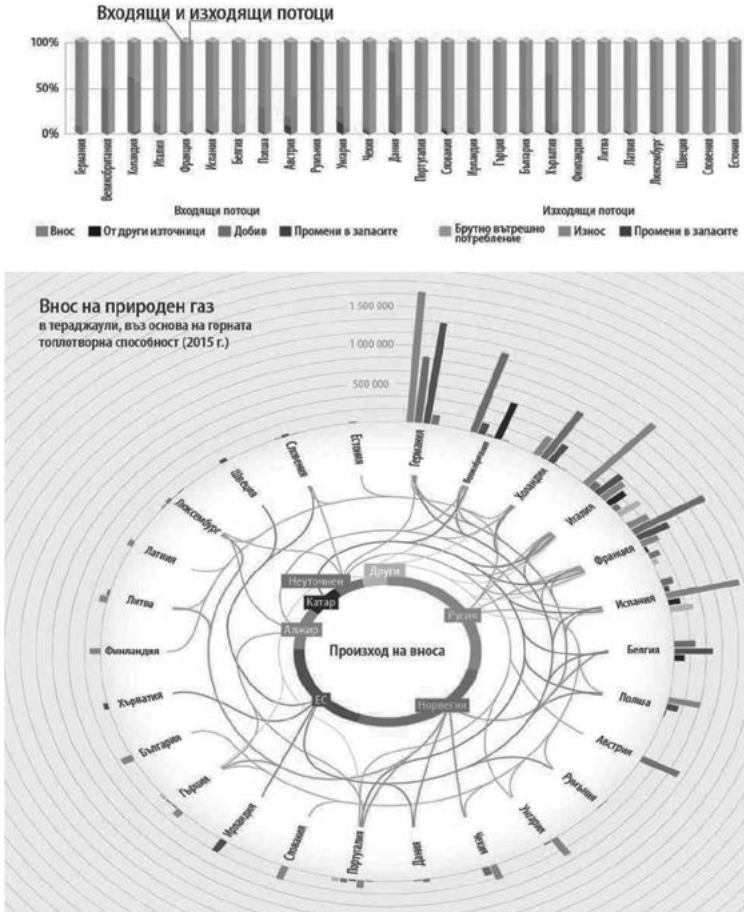
По отношение на доставките на втечнен природен газ, може да се каже, че редица Европейски страни имат изградени такива терминали, по които внесените количества природен газ са както следва: 13.6 млрд. куб.м за Великобритания, 12.5 млрд. куб.м. за Испания, 7.6 млрд. куб.м. за Турция, 6 млрд.куб. м. Италия и 5.6 млрд. куб. м. за Франция. По-малки количества са били внесени през терминалите в Португалия, Гърция, Холандия и Литва. На фиг. 4 е представена карта с внесените кличества природен газ, към страни потребителки през 2015 г. и 2014 г. (червени цифри).

Според публикувани данни от Eurostat, през 2015 г. и 2016 г., руският газ е съставлявал съответно 37,5 % (2015 г.) и 38,2% (2016 г.).

Данните по-горе показват, че делът на руски газ се увеличва. При проведени симулации, на газовия пазар в Европа, резулатите потвърждават сегашната ситуация. Към 2035 г. Русия ще доставя около 33-35 % от необходимите количества природен газ. Това увеличение се дължи основно на намаляващата роля на добива реализиран в Европейския съюз и Норвегия.

След направен анализ на зависимостта от енергийни източници в Европейския Съюз, Европейската комисия публикува данни за степента на енергийна зависимост за страните членки на ЕС, както и за страните, които членуват в Европейското икономическо сътрудничество. Като най-застрашени са Белгия, Малта, Ирландия, Кипър и Люксембург.

Делът на първите два най-големи доставчика на газ за Европа, е по-голям от 50 % от общата консумация. Този факт излага на висок риск енергийната сигурност на съюза. Докато риска от прекъсване на доставките от Норвегия е минимизиран до нула, то рискът от прекъсване на доставките от Русия остава висок. Начина за намаляването му е диверсификация на доставчиците и на трасетата и оптимизация на потреблението.



Фигура 4: Енергиен баланс: Откъде идва газът и как се използва

След присъединяването на нови страни-членки, енергийният микс на съюза се промени. Някои от новоприсъединилите се нямат алтернативи на доставките на природен газ и са принудени да купуват от един доставчик – Руската Федерация. Този факт засилва опасенията за енергийна зависимост от Русия. За някои страни, получаването на повече руски газ и изграждане на нови трасета към Русия, означава повишаване на риска от зависимост от нея. За други страни, основно в западна Европа, повече руски газ и нови тръбопроводи може да се интерпретира като диверсифициране на портфолиото от доставки.

Фигура 5 : Газова инфраструктура

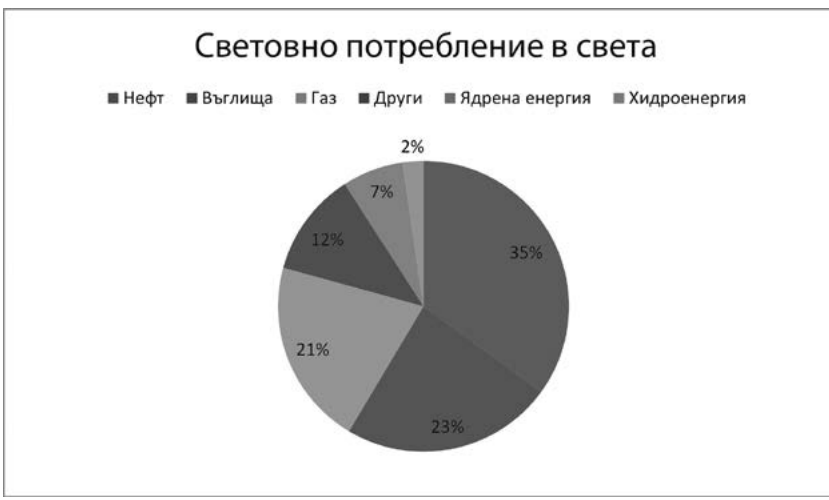
Стратегия за енергийна сигурност на ЕС (2014).Енергийната сигурност на ЕС е една от най-важните политики на европейските държави. Това е стратегия, чиято цел е да се постигне енергийна независимост на региона и да се гарантира енергийната сигурност на всички членки на ЕС.

Очевидно енергийната сигурност е един от ключовите фактори, гарантиращи стабилното функциониране и развитие на всяка държава. Следователно една от най-важните политики на европейските държави е енергийната сигурност на ЕС. Тъй като страните от Европейския съюз в по-голямата си част са вносители на енергийни ресурси, политическият контекст на отношенията с доставчиците и транзитните страни на енергийни ресурси се превръща в основен фактор за осигуряване на енергийна устойчивост.

През последното десетилетие въпросите на енергийната сигурност станаха най-важните и актуални за ЕС. В съвременния свят има тенденции към изчерпване на изчерпаемите природни ресурси, особено на тези, необходими като въглеводороди. От своя страна тези промени водят до по-високи цени на енергията, до по-голямо търсене и по-високи цени на енергията, въпросът за поддържане на енергийния баланс става много важен. Международната агенция по енергетика не прогнозира спад в следващите две десетилетия, а по-нататъшно увеличение на цените на петрола, което ще бъде придружено от спад на резервните мощности. Проблемите с енергийните доставки са особено актуални за страните от ЕС, тъй като има редица причини за това.

По отношение на потреблението на енергия нуждите на ЕС са на трето място след САЩ и Китай. Важен източник на енергия е Северно море, чиито ресурси, според експертите, при сегашните темпове на производство на енергия ще са достатъчни за следващите осем години, което ще доведе до още по-голяма зависимост на ЕС от чуждестранните енергийни доставки в сравнение със САЩ.1

В резултат на активните интеграционни процеси, разширяването на ЕС, се наблюдава и увеличаване на потреблението на енергия, тъй като повечето източноевропейски страни в миналото са били част от енергийната система на СССР, което създава нови трудности при създаването на единна европейска система за енергоснабдяване. Ако сравним показате-



Фигура 6 : Световно потребление

лите за потреблението на енергия през 70-те и през 2000-те, разликата се увеличи с 40%.

Отношенията в енергийния диалог между ЕС и Русия остават доста напрегнати. На настоящия етап Русия се опитва да осигури ролята на влиятелен участник, като активно използва енергийни лостове в сферата на политическите и икономическите въпроси. Русия не прие условията на един от определящите документи в европейската енергийна политика - Енергийната харта на ЕС, а също така многократно влиза в енергийни спорове с Украйна и Беларус.

По този начин, покачването на цените на енергията и постоянното ескалиране на глобалното търсене на енергия, което се очаква да нарасне с около 60% през следващите 20 години, доведе до 8

голям дебат за това как да се справим с енергийните нужди в бъдеще. От своя страна, за ЕС с неговите 27 държави-членки е и енергийната сигурност се превърна в приоритетна част от политиката. Около 50% от вноса в ЕС идва от неговите енергийни нужди. В процеса на текущите промени експертите на Европейската комисия прогнозират увеличение на броя до 65% до 2030 г.

По количествени показатели 27 държави-членки и държави от ЕС представляват около 17% от общото потребление на енергия в света. Европа внася около 50% от общото енергоснабдяване - малко над 80% нефт и около 57% природен газ.

Зависимостта му от вносни енергийни източници, особено от природен газ, се очаква да нарасне значително през следващите десетилетия. Русия, Норвегия, Близкият Изток и Северна Африка са най-големите доставчици на енергия в ЕС.

Европа покри 40% от нуждите си от газ (от 2008 г.) и 32% от нуждите от петрол (към 7 септември 2011 г.) поради внос от Русия.

Последните изчисления на анализаторите на Deutsche Bank сочат, че през 2030 г. Европейският съюз ще внесе до 93% нефт и 84% природен газ.

Експертите прогнозират, че потреблението на природен газ в ЕС ще се удвои през следващите 25 години, а природният газ от своя страна е необходим елемент от производството на енергия на европейския пазар. Понастоящем потреблението на природен газ в ЕС представлява 18% от глобалното потребление. Очаква се вносът на газ в Европа да достигне малко над 80% от общото потребление през 2030 г.

За първи път опасенията на Европа за нейната енергийна сигурност бяха провокирани по време на арабското петролно ембарго през 70-те години. Именно ембаргото помогна да се подчертаят три основни про-

блема. Първо, възникна въпросът за необходимостта от разширяване на сътрудничеството в областта на енергийната политика между самите европейски страни и между Европа и световните производители на енергия. Второ, стана ясно, че са необходими институционални механизми за засилване на координацията в случай на бъдещи прекъсвания на доставките. Трето, консенсусът се проявява във факта, че Европа трябва да разработи стратегия, която да не позволи тя да стане жертва на опитите на износителите да използват енергията като политическо и икономическо оръжие в бъдеще.

Създаването през 1974 г. на Международната агенция по енергетика, която се превърна в инструмент на Европа за наблюдение и анализ на енергийните пазари, беше първият отговор на ембаргото. Освен това европейските страни се стремят да разработят стратегии за диверсификация на енергийните доставки. След ембаргото европейските страни започнаха да разглеждат Русия и други евразийски страни като потенциални доставчици на енергия.

През 1991 г. ЕС изготви Декларацията за енергийната харта като инициатива, насочена към насърчаване на сътрудничеството в областта на енергетиката и диверсификация на енергийните доставки в Европа. Декларацията беше последвана от Договора за енергийна харта през 1994 г., който влезе в сила през 1998 г., установявайки система от правила и споразумения за улесняване на международното енергийно сътрудничество. Към днешна дата 51 държави и ЕС подписаха или се присъединиха към Договора. Споразумението има за цел да създаде равни правила по отношение на насърчаването на чуждестранните инвестиции в енергия, свободната търговия с енергийни материали, продукти и оборудване; свобода на транзит на енергия през тръбопроводи и мрежи; подобряване на енергийната ефективност чрез осигуряване на механизми за решаване на спорове.

След подписването на Договора за енергийна харта Европейската комисия използва съществуващите компетенции в политиките за конкуренция и опазване на околната среда и защита на потребителите, за да се опита да оформи европейската енергийна политика в различни посоки. Те включват насърчаване на вътрешния енергиен пазар, разработване на алтернативни източници на енергия, както и в сътрудничество с Върховното представителство на ОВППС, в търсене на колективен подход към външни отношения с настоящи и бъдещи доставчици на енергия.

В Зелената книга от 2006 г. отношенията на ЕС в енергетиката бяха определени като основни за енергийната сигурност и стабилността на ЕС. Друга важна цел беше разширяването на вътрешния енергиен пазар на

ЕС до съседните страни, което доведе до подготовката и подписването на многостепенни форми на сътрудничество: споразумения за партньорство и сътрудничество, меморандуми за разбирателство, споразумения за асоцииране, механизми в рамките на Европейската политика за съседство и др.

ЕС беше разглеждан като „ключов участник в развитието на международните споразумения“, който включваше разширяване на регулаторната рамка на ЕС извън ЕС.

Под влияние на съвременните предизвикателства, най-новите политически решения на членовете на ЕС се фокусират върху подобряване на енергийната ефективност, разработване на възобновяеми източници и използване на екологично чисти източници на гориво, както и намаляване на общите емисии на парникови газове.

Всички тези тенденции допринесоха за приемането на редица важни промени в ЕС, а именно разработването на нова енергийна стратегия, която е отразена в редица регулаторни документи.

Основните точки на стратегията засягат следните точки;

- подобряване на сигурността на енергийните доставки;
- осигуряване на конкурентоспособност на европейската икономика въз основа на достъпна енергия;
- устойчиво развитие на собствената енергийна система;
- провеждане на ефективна политика в областта на околната среда.

Основата на новия подход следва да бъде Единната енергийна политика на Европейския съюз, която се основава на шест принципа - единство на действията, интеграция на националните пазари, солидарност на действията, устойчивост и разнообразие на източници, ефективност и научно-технически прогрес и насочени към създаване на устойчив, конкурентен и надежден енергиен пазар.

В резултат на това ЕС трябва да стане световен лидер в енергийната реформа и развитие.

Въпреки факта, че 27 държави-членки поверяват част от своя национален суверенитет (компетенции) на институциите на ЕС в различни сектори като икономическа, търговска политика, енергийната политика основно остава в компетентността и отговорността на самите държави. Решенията относно дългосрочните покупки на нефт и газ, развитието и подобряването на енергийната инфраструктура, както и използването на конкретни горива продължават да се вземат на национално ниво от отделните държави-членки. Вътрешните фактори включват непрекъснато растящите цени на енергията, намаляването на производството на енергия в Европа и разпокъсаността на вътрешния енергиен пазар, които предизвикаха опасе-

ния относно способността на Европа да посрещне собствените си енергийни нужди в бъдеще. Сред външните фактори заслужава да се отбележи: нарастващото глобално търсене на енергия от растящи икономики като Китай и Индия; поддържане на нестабилност в енергийните региони; нарастващата заплаха от терористични атаки именно върху енергийни съоръжения; Очевидната готовност на Русия да използва енергийната си сила за политически цели; нарастващо обществено недоволство от влиянието на производството и потреблението на енергия върху глобалните климатични промени. Неочакваната ескалация на ситуацията в арабския свят също допринася за увеличаване на опасенията относно енергийната сигурност на региона. Арабската пролет, която доведе до поредица от революции на страните от Северна Африка, бунтове и граждански войни в арабските страни, с директни последици, повлияха на прекъсванията в доставките на енергия за Европа. Нестабилността в региона влоши проблема със сигурността при осигуряването на производството и доставките на нефт и газ за европейските страни, а държави като Италия и Испания пострадаха най-много. По този начин регионът, който е геоикономически важен, пряко свързан с Персийския залив и Каспийския регион, където са концентрирани до 70% от световните запаси от нефт и 40% от световните газови запаси, в момента се характеризира с висока степен на нестабилност.

Нефтената и газовата криза между Русия и граничните съседи също подтикнаха страните от ЕС да координират външната политика за гарантиране на сигурността и диверсифициране на енергийните доставки. За тази цел държавите-членки на ЕС се съгласиха да започнат сътрудничество в процеса на формиране на външната политика, като се съсредоточиха върху разширяване на политическото сътрудничество, както и увеличаване на инвестициите в енергийната инфраструктура на транзитните страни и страните производители. За тази цел европейските държави определиха регионите на Централна Азия и Каспийско и Черно море като координатори за такива дейности. Освен това ЕС призова за установяване на европейски енергиен диалог със стратегическите африкански страни. Водещият проект на ЕС в Централна Азия и Каспийския регион е газопроводът Набуко. Предложеният тръбопровод (първоначално се изискваше финансиране от ЕС в размер на 7 милиарда долара, сега експертите преценяват, че може да струва 15 милиарда долара), в резултат на което ще донесе газ от Централна Азия и Каспия в Европа, заобикаляйки Русия. Въпреки това потенциалът да започне изграждането на съвременен тръбопровод беше представен преди няколко години и много експерти се съмняват във жизнеспособността на проекта.

За Русия някои държави-членки се надяват да институционализи-

рат общи ангажименти за пазарните принципи, установени в Договора за енергийна харта чрез Енергийния диалог между Русия и ЕС и чрез ново споразумение за партньорство и сътрудничество. Въпреки това двустранните енергийни споразумения между някои държави-членки, по-специално Германия, Италия и България, от една страна, и Русия, от друга, подчертават продължаващите разногласия в рамките на ЕС относно това как най-добре да се прави бизнес с Русия.

Каспийският и централноазиатският регион не е равносилен на енергийния потенциал на Русия, но той може да играе ролята на друг важен алтернативен източник на нефт и особено на газови ресурси. Диверсификацията на вноса на газ в Европейския съюз в бъдеще до 2020 г. поради извършената работа може да доведе до допълнителни 300 милиарда кубически метра в допълнение към 150 милиарда кубически метра руски газ.

Стратегията на Европа е насочена към укрепване на отношенията със страните от Централна Азия, за да се осигури свободен достъп до енергийния пазар. Въпреки това, както много експерти, изучаващи отношенията между Централна Азия и ЕС, отбелязват, че ЕС все още е далеч от региона на Централна Азия. Европа ще трябва да направи много, за да заеме силна позиция на енергийния пазар, тъй като Централна Азия и Казахстан не са само в сферата на интересите на ЕС.

Укрепването на позицията на ЕС в региона се дължи на намерението на ЕС да диверсифицира американското и руското политическо влияние и да пренесе тези отношения в икономическата равнина. ЕС е основен потребител на износа за страните от Централна Азия и с диверсификацията на енергийните потоци и разширяването на енергийната система страните от Централна Азия ще получат стабилен пазар. Европа търси начини за пазарите в Централна Азия, за да предотврати ситуации като тази, когато Русия прекъсва доставките на газ през Украйна, а дългите прекъсвания в доставките на енергия са опасни за икономиката и могат да дестабилизират не само една държава, но и цели региони. Това прави Европейския съюз изключително заинтересован от диверсифициране на енергийните ресурси на доставчиците и маршрутите.

Новите стратегически цели на ЕС в областта на енергийните доставки се отразяват в редица правни актове, предназначени да решават конкретни проблеми, както в регионалния енергиен сектор, така и в рамките на международните отношения на ЕС с доставчиците на енергия.

При такива обстоятелства Европейската комисия се стреми да засили многостранните механизми, включително Енергийната харта, за по-добра координация на глобалните енергийни политики между потре-

бителите, транзитните страни и страните производители.

Въпреки че европейските лидери говорят по-вербално за необходимостта от разширяване на сътрудничеството в областта на енергетиката, успехът на енергийната стратегия на ЕС вероятно ще зависи от способността на държавите-членки да преодолеят различията в решаването на трите основни задачи. Първо, как да установим силни партньорства с производители на енергия и транзитни региони, второ, как да използваме и развиваме традиционните и алтернативни енергийни източници, опитвайки се да ограничим общото потребление и трето, как да създадем ефективни вътрешни системи, които да гарантират надеждни и безопасни енергийни доставки за цяла Европа.

В областта на енергийната сигурност, в рамките на новата стратегия, беше предприет курс за диверсификация на енергийните вектори на страните от Европейския съюз, който би трябвало да допринесе за намаляване на зависимостта на ЕС от само един доставчик, разширяване на източниците на енергоснабдяване, пътища за доставка, както и допринася за увеличаване на запасите от нефт и газ.2

В последните няколко години беше постигнат голям напредък по отношение повишаването на енергийната сигурност на Европа. Въпреки тези постижения Европа продължава да е уязвима за енергийни сътресения. Поради това в Европейската стратегия за енергийна сигурност се определят редица конкретни мерки за укрепване на устойчивостта на Европа и намаляване на нейната зависимост от вноса на енергия.

Принципи на модела, по които трябва да се развиват турско-българските отношения в енергийната област в контекста на членството на българия в европейския съюз:

Енергийната сигурност на Съюза е неразделна част от рамката за 2030 г. за политиките в областта на климата и енергетиката и следва да бъде одобрена съвместно от Европейския съвет. Преминаването към конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност ще намали използването на вносни изкопаеми горива, като намали търсенето на енергия и даде възможност за използване на възобновяеми и други местни източници на енергия. В краткосрочен план:

• За бъдещи периоди Съюзът трябва да подобри своята подготвеност за случаи на нарушения на енергийните доставки. Съществуващите европейски механизми за реагиране в непредвидени ситуации, както и механизми за солидарност следва да бъдат подсилени въз основа на оценки на риска, координирани от Комисията, заедно с държавите член-

ки, регулаторите, операторите на преносни мрежи и енергийните оператори, с цел да се повиши устойчивостта. Съюзът трябва също да работи заедно с международните си партньори по разработването на нови механизми за солидарност в областта на природния газ и използването на съоръжения за съхраняване на газ.

• При нови инвестиции и в инфраструктурата, извършвани от доставчици в доминиращо положение, трябва да се спазват всички правила на вътрешния пазар и конкуренцията. По-конкретно, проектът „Южен поток“ е преустановен.

• Съюзът следва да работи в тясно сътрудничество със своите съседи и партньори в рамките на Енергийната общност, особено с Украйна и Молдова, за подобряване на енергийната сигурност. В това отношение трябва да бъде приветствано сключеното неотдавна споразумение за обратни потоци между Словашката република и Украйна. В средносрочен

и дългосрочен план.

• В Европа трябва да се постигне по-добро функциониране и по-голяма степен на интеграция на енергийния пазар. Следва да се ускорят приоритетните проекти, за да се обединят съществуващите енергийни острови и да се гарантира изпълнението на съществуваща цел за свързване с междусистемни връзки на поне 10 % от инсталираните мощности за производство на електроенергия до 2020 г. До 2030 г. държавите членки трябва по план да постигнат целта за междусистемно свързване на 15 % от мощностите.

• Съюзът трябва да намали своята външна зависимост от определени доставчици, като диверсифицира своите енергийни източници, доставчици и трасета. По-специално, следва да се работи за укрепване на партньорството с Норвегия, ускоряване на южния газов коридор и насърчаване на изграждането на нов газоразпределителен възел в ЮжнаЕвропа.

• Енергийната сигурност и преходът към икономика с ниска въглеродна интензивност следва да бъдат приоритети на прилагането на финансовите инструменти на ЕС за периода 2014-2020 г., по-специално с помощта на Европейския фонд за регионално развитие и Механизма за свързване на Европа, „Хоризонт 2020“ и Европейския инструмент за съседство и партньорство. Те следва също така да бъдат водеща цел при използването на инструментите за външни действия на ЕС, като например механизма за инвестиции по линия на добросъседството, и нвестиционния механизъм за Западните Балкани, Европейската инвестиционна банка и на Европейската банка за възстановяване и развитие.

• Необходима е по-тясна координация на националните енергийни

политики, за да се намери убедителен отговор на предизвикателството, което представлява енергийната сигурност. Избраните на национално равнище варианти по отношение на енергийния микс и енергийната инфраструктура засягат други държави членки, както и Съюза като цяло. Държавите членки трябва по-добре да информират другите държави членки и Комисията, когато определят своите дългосрочни стратегии в областта на енергийната политика и подготвят междуправителствени споразумения с трети държави. Необходими са допълнителни усилия, за да се гарантира по-добро взаимодействие между енергийните цели и външна политика и да се заеме единна позиция спрямо нашите партньори.

Малая енергетика России.//cyberleninka.ru

https://cyberleninka.ru/article/n/malaya-energetika-rossii-analiz-tekuschego-sostoyaniya-i-perspektivy-razvitiya [20.09.2019]

Предизвикателства и проблеми на енергийната сигурност на България.//bulenrgyforum.org

https://bulenergyforum.org/bg/statia/predizvikatelstva-i-problemi-na-energiynata-sigurnost-na-blgariya [20.09.2019]

Предизвикателства и проблеми на енергийната сигурност на България.//bulenrgyforum.org

https://bulenergyforum.org/bg/statia/predizvikatelstva-i-problemi-na-energiynata-sigurnost-na-blgariya [20.09.2019]

Природен газ: защо Европа се нуждае от сигурни доставки.//europarl.europa.eu

http://www.europarl.europa.eu/news/bg/headlines/economy/20170911STO83502/priroden-ghaz-zashcho-evropa-se-nuzhdae-ot-sighurni-dostavki [20.06.2019]

Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg

https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]

Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg

https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]

Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg

https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]

Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and

Policy Challenges.//books.google.bg
https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]
Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg
https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]
Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg
https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]
Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg
https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]
Szulecki, Kacper. Energy Security in Europe: Divergent Perceptions and Policy Challenges.//books.google.bg
https://books.google.bg/books/about/Energy_Security_in_Europe.html?id=R5trswEACAAJ&redir_esc=y [Посетено на 20.09.2019]
Съобщение на комисията до Европейския парламент и Съвета.//eur-lex.europa.eu
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN [Посетено на 20.09.2019]

СВЕТЛИННОТО ЗАМЪРСЯВАНЕ.
СВЕТЛИННАТА И ЕНЕРГИЙНАТА КУЛТУРА НА ОСВЕТЛЕНИЕТО И СВЕТЛИННИЯ ДИЗАЙН

LIGHT POLLUTION.
LIGHT AND ENERGY CULTURE OF LIGHTING AND LIGHTING DESIGN

Д-р Теодор Кючуков
Русенски университет „Ангел Кънчев“
E-mail: tkyuchukov@uni-ruse.bg
www.dorteo.com

Abstract:
The Quantification of the impact of light pollution is presented by a 10 point scale (incl. 5 impact groups and 11 impact subgroups). It is proposed to evaluate the light pollution by 3 systems of outdoor lighting systems: street, architectural and advertising lighting. The energy aspect of light pollution is represented by: obtrusive light (directed and reflected to the sky); energy losses by obtrusive light; carbon dioxide emission. Light pollution is evaluated on the basis of the actual amount of energy used for outdoor artificial lighting.
A methodological approach for the management of light pollution has been developed.
***Key words**: Light pollution; Light; Lighting; Luminaire; Environment; Obtrusive light, Directed and reflected light, Street lighting; Architectural lighting; Advertising lighting, Methodological approach; Management of light pollution.*

ВЪВЕДЕНИЕ

Светлината предполага преди всичко демократичност с равен достъп, без ограничения за всички индивиди, като осветлението по количество и качество има за цел да осигурява адекватно качество на живота [1,2]. Налице е незадоволителна енергийна и светлотехническа култура в много структури, имащи отношение към управление на процесите в областта на осветлението. За момента, в редица случаи, философията се свежда до приемането, че електрическата енергия е продукт с общ свободен, неограничен и неконтролиран достъп.

Светлинното замърсяване е сравнително нов феномен и още не се свързва с климатичните промени. В същото време ограничаването на светлинното замърсяване намира място в редица актове от глобалното, европейското и националното нормиране [3,4,5]. Нивото на интелектуално развитие в употребата на изкуственото осветление диктува курса на развитие на човешката цивилизация.

Папа Франциск оценява, че световната технико-икономическа система, основана на „Култура на разхищението", поставя в основата си продуктите, а не хората. Папата отбелязва, че човешката екология и екологията на околната среда трябва да вървят заедно и призовава за „Край на културата на разхищението" (Великденско послание „Urbi et orbi" („Към града и към света") на папа Франциск, 01.04.2018 г.)

Светлинното замърсяване е на вниманието на националната общност на енергетиците, светлотехниците и светлинните дизайнери.

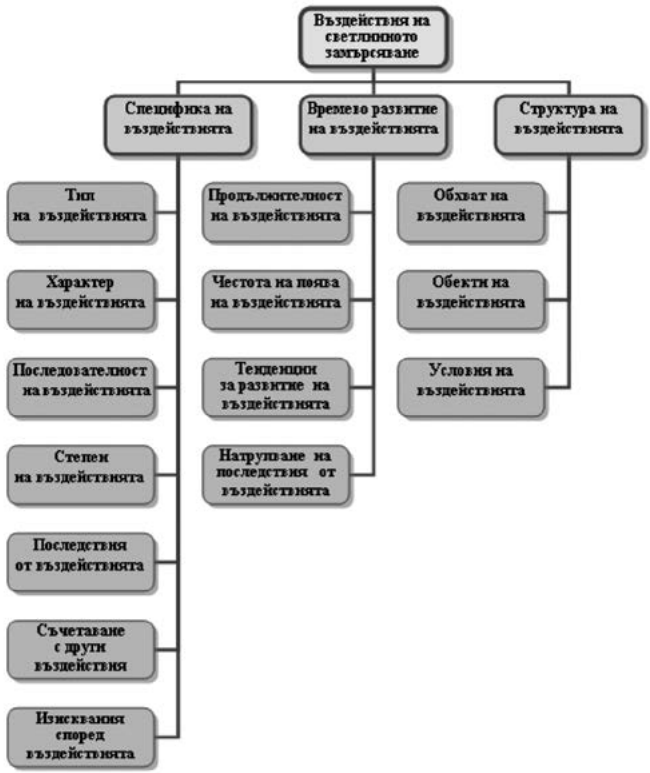
ИЗЛОЖЕНИЕ

Въздействия на светлинното замърсяване

Външното осветление, което се използва през тъмната част от денонощието (особено ако е предозирано, динамично, неправилно управлявано и насочено, с неадекватен цвят на светлината) води до отрицателно (вредно и дори опасно) въздействие от нарушени функции, условия и дейности. Източници на светлинно замърсяване са [6,7,8]: външни естествени светлинни източници; външно изкуствено осветление (улично, архитектурно-художествено, рекламно-информационно, транспортно, на открити обекти и площи, друго); външно празнично осветление; вътрешно осветление, излъчващо светлина навън от помещенията).

В същото време разпиляната светлина оказва вредно въздействие върху [6,7,8]: живата природа (биологичен ритъм на хора, животни, растения); пътната безопасност; безопасността на въздушното движение; астрономическите наблюдения; комфорта на външната среда (нахлуваща светлина); туристическа дейност; други.

Въздействията от светлинното замърсяване са разнообразни и имат специфични последствия. Те се класифицират по 14 класификационни критерии, систематизирани на блоковата схема на фиг. 1 в три групи на въздействия [9]. Тази систематизация позволява да се оценят характерът и тежестта на въздействията на светлинното замърсяване.



Фиг. 1. Класификация на въздействията на светлинното замърсяване

Система за количествена бална оценка на въздействието на светлинното замърсяване

В табл. 1 е представена систематизация по 10-бална оценъчна скала за въздействието на светлинното замърсяване [4,9]. Систематизацията е по въздействията на светлинното замърсяване според предизвиканите последствия.

Системата съдържа:

• „Групи въздействия“ - 5 групи според степента на светлинното замърсяване, формирани по възходяща степен на отрицателните въздействия;

• „Подгрупи въздействия“ – 11 подгрупи, формирани подсистемно според съдържанието на въздействието на светлинното замърсяване.

Оценката се базира на: наличие и характеристика на светлинните системи; характеристика на светлинните въздействия (специфика, времево развитие, структура - съгласно фиг.1); тенденции за развитие; превенция.

Група „0". Отнася се за места, абсолютно незасегнати от изкуствената светлина и намиращи се на голямо разстояние от източници на светлинно замърсяване. Целта е абсолютна недопустимост на нарушаването на тази даденост.

Група „1". Отнася се отнася за места със слаби отрицателни въздействия. Това са места, където по стечение на обстоятелствата се е формирало макар и слабо, но недопустимо светлинно замърсяване, което следва да се ликвидира безусловно и незабавно. Такива са напр. природни резервати с уникални животински и растителни видове, които с времето са придобили изкуствено осветление за осигуряване на облекчен достъп на хората, но с това им се нанасят непоправими щети.

Група „2". Обхваща средните отрицателни въздействия на светлинното замърсяване, които е препоръчително да бъдат избягнати напр. чрез прилагане на добри светлотехнически практики.

Група „3" е за силните отрицателни въздействия, които следва да бъдат ограничавани чрез смекчаващи или компенсаторни мерки, но при спазване на нормените показатели на съответните осветителни уредби.

Група „4" се отнася за опасни отрицателни въздействия и изисква мерки за премахване на тези въздействия чрез радикални мерки.

Специфицирани са подходи при управление на въздействието на светлинно замърсяване. Предложената система може да се приложи за оценка на светлинното замърсяване, както на съществуващи, така и на предстоящи за реализация светлинни системи.

Оценка на светлинното замърсявване, създавано от системи за външно изкуствено осветететление

По систематизацията на количествената бална оценка на въздействието на светлинното замърсяване (табл.1) е направена препоръчителна оценка на светлинното замърсяване от различни външни светлинни системи и ситуации и при различни условия. В случая са оценени следните системи за външно изкуствено осветление:

- улично осветление (табл. 2);
- архитектурно-художествено осветление (табл. 3);
- рекламно осветление (табл. 4).

Таблица 1 Систематизация на въздействието на светлината замърсяване

БАЛНА ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА СВЕТЛИНОТО ЗАМЪРСЯВАНЕ	
Светлинни въздействия	**Група въздействия**
1	*2*
Няма съществуващи светлинни системи.	**0** Няма въздействия
Незначителни въздействия. Тенденция за запазване или намаляване на светлинните въздействия.	**1** Слаби въздействия
Инцидентни въздействия. Тенденция за запазване или намаляване на появата на светлинните въздействия.	
Краткосрочни въздействия. Регулярни въздействия. Тенденция за запазване или намаляване на продължителността и появата на светлинните въздействия.	
Вторични, среднотрайни въздействия.	**2** Средни въздействия
Кумулативни, среднотрайни въздействия.	
Синергични, среднотрайни въздействия.	
Комбинирани (вторични + кумулативни + синергични) въздействия – дълготрайни, постоянни, необратими.	**3** Силни въздействия
Значителни вторични, кумулативни и синергични въздействия – дълготрайни, постоянни, необратими.	
Значителни дълготрайни, постоянни и необратими въздействия: засягане на значителни зони и територии (в т.ч. със специални екологични изисквания); засягане на много хора; трансгранично пренасяне и т.н.	
Необратими, постоянно действащи въздействия.	**4** Опасни въздействия

	Подгрупа въздействия	Оценка, бал	Специфични мерки за светлинни организация и управление
	3	*4*	*5*
	0-1	0	Преценка доколко е допустимо в бъдеще да се прилага изкуствено осветление (artificial lighting).
	1-1	1	Само превенция за запазване на съществуващото състояние.
	1-2	2	Контрол върху характера и тежестта на инцидентните светлинни въздействия.
	1-3	3	Превенция за недопускане на бъдещо развитие и преминаване към по-висока група и подгрупа.
	2-1	4	Контрол и прилагане на смекчаващи и компенсационни мерки.
	2-2	5	Контрол и прилагане на смекчаващи и компенсационни мерки.
	2-3	6	Контрол и прилагане на смекчаващи и компенсационни мерки.
	3-1	7	Контрол и прилагане на специални ефективно смекчаващи и компенсационни мерки. Превенция на бъдещо увеличаване.
	3-2	8	Контрол и прилагане на специални ефективни смекчаващи и компенсационни мерки. Превенция на бъдещо увеличаване.
	3-3	9	Контрол и прилагане на специални ефективно смекчаващи и компенсационни мерки. Превенция на бъдещо увеличаване.
	4-1	10	Ликвидационни мерки или задължителни мерки за попадане в по-ниска група/подгрупа. Мерки на обществено въздействие.

Енергиен аспект на светлинното замърсяване

Външното изкуствено осветление (в т.ч. уличното и архитектурно-художественото осветление) е един от основните източници на светлинно замърсяване

Стойностите на енергийно-икономическите показатели, свързани със светлинното замърсяване от излъчването на светлина към небосвода от уличното и архитектурно-художественото осветление в България, са определени на базата на представителна експертиза [10], данни от националната статистика [10], нормиране на стнойността на екологичния еквивалент на електрическата енергия [12] и на собствена информация. Оценката е по потребената електрическа енергия от системите за външно изкуствено осветление. Уличното осветление и архитектурно-художественото осветление ангажират, съответно 1.62 % и 0.27 % от общото годишно електропотребление в Република България. Тази реално потребена електрическа енергия осветителите от системите за външно изкуствено осветление генерира реално излъчения светлинен поток от тези осветители.

В табл. 5 са представени стойностите на показатели, характеризиращи светлинното замърсяване от външното изкуствено осветление (улично осветление и архитектурно-художествено осветление) в Република България.

Относителното годишно количество светлина, излъчено към небосвода (директно насочено към небосвода & отразено) от уличното и архитектурно-художественото осветление, на един жител на Република България, е $q_{\text{жител -РБ}}$ = 1.643 Mlm.*h/жител*.

Обяснението на това голямо разпиляване на светлина се състои основно в:

- приложение на осветители с неадекватни светлоразпределение и позициониране;
- наличие на много селища със силно редуцирано население, но със сравнително голяма улична осветителна мрежа.

Масово се прилагат кълбовите неекранирани осветители, които са с равномерно разпределен светлинен поток в горната и долната полусфера, като е практически са без светлоразпределение.

Таблица 2 Примерна оценка на светлинното замърсяване от уличното осветление

ОЦЕНКА – ВЪНШНА СВЕТЛИННА СРЕДА. УЛИЧНО ОСВЕТЛЕНИЕ	
0	Без улично осветление. Евентуално само със светлинно маркиране на пътните и пешеходните зони.
1	Много добре проектирана осветителна уредба с много малка яркост.

2	Преносимо временно осветление (напр. на улични или пътни участъци в ремонт).
3	Празнично или сезонно улично осветление
4	Проникване на светлина от уличното осветление през прозорците или в частен имот.
5	Кумулиране на светлинното въздействие на няколко светлинни системи (към нормалното улично осветление се добавя въздействието на други външни светлинни системи – празнично, архитектурно-художествено, рекламно осветление, светлини от превозни средства и др.).
6	Едновременно въздействие на няколко външни светлинни системи (улично, архитектур-но-художествено, рекламно и др. осветление), при което общият ефект на въздействие превъзхожда поотделното въздействие на светлинните системи - светлина се разпилява към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.
7	Улично осветление с комбинирано въздействие при едновремено наличие на вторични, кумулативни и синергични въздействие (по горните три реда) и разпиляване на светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.
8	Предозирано улично осветление, със самостоятелно отрицателно въздействие или в комбинирано наличие на вторични, кумулативни и синергични въздействие. Светлина се разпилява светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.неограничено. Въздействието обхваща големи райони и големи маси от хора.
9	Силно предозирано улично осветление на голям брой улици в големи райони с голям брой обитатели. Съвместно действие на уличното осветление с други външни светлинни системи (архитектурно и рекламно осветление, осветени витрини, попадане на светлините на автомобилните фарове в обхвата на прозорците и др. Неконтролирано излъчване на свътлина към светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, проникване на светлина през прозорците. Нарушаване на нормалния ритъм „ден/нощ" на голям брой хора, на големи райони и площи.Няма преспектива за бъдеща промяна на светлинния режим и за намаляване на значителното отрицателно въздействие.
10	Улица, път, пътека в специален или природозащитен обект, в който изкуствената светлина създава недопустимо и опасно (необратимо вредно въздействие върху естествените обитатели.

Таблица 3 Примерна оценка на светлинното замърсяване от архитектурно-художествено осветление

ОЦЕНКА – ВЪНШНА СВЕТЛИННА СРЕДА. АРХИТЕКТУРНО-ХУДОЖЕСТВЕНО ОСВЕТЛЕНИЕ	
0	Без архитектурно-художествено осветление. Само със собствено-то вътрешно осветление на обекта и евентуално уличното осветление.
1	Много добре проектирано и дозирано архитектулно-художествено осветление (с много малка яркост, напр. светлинно кантиране на сградата).
2	Преносимо временно осветление на сграда (напр. по време на ремонт).
3	Празнично или сезонно архитектурно-художествено осветление.
4	Проникване на светлина от архитектурно-художественото осветление вътре в помещенията на сградата или в околни частни имоти.
5	Кумулиране на светлинното въздействие на няколко светлинни системи (към архитектурно-художественото осветление се добавя въздействието на други външни светлинни системи – празнично, улично, рекламно осветление, светлини от превозни средства и др.).
6	Едновременно въздействие на няколко външни светлинни системи (улично, архитектурно-художествено, рекламно и др. осветление), при което общият ефект на въздействие превъзхожда поотделното въздействие на светлинните системи - светлина се разпилява към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.
7	Архитектурно-художествено осветление с комбинирано въздействие при едновремено наличие на вторични, кумулативни и синергични въздействие (по горните три реда) и разпиляване на светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.
8	Предозирано архитектурно-художествено осветление на голям брой сгради, със самостоятелно отрицателно въздействие (в т.ч. с динамична и цветна светлина) или в комбинирано наличие на вторични, кумулативни и синергични въздействие. Светлина се разпилява светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.неограничено. Въздействието обхваща големи райони и големи маси от хора.

9	Силно предозирано архитектурно-художествено осветление на голям брой сгради в големи райони с голям брой обитатели, в т.ч. с динамични и цветни светлинни ефекти.Съвместно действие на архитектурното осветление с други външни светлинни системи (улично и рекламно осветление, осветени витрини, светлинни ефекти, попадане на светлините на автомобилните фарове в обхвата на прозорците и др. Неконтролирано излъчване на свът-лина към светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, проникване на светлина през прозорците. Нарушаване на нормалния ритъм „ден/нощ" на голям брой хора, на големи райони и площи. Няма преспектива за бъдеща промяна на светлинния режим и за намаляване на значителното отрицателно въздействие.
10	Осветление на сгради пътека в специален или природозащитен обект, в който изкуствената светлина създава недопустимо и опасно (необратимо вредно) въздействие върху естествените обитатели.

Таблица 4 Примерна оценка на светлинното замърсяване от рекламно осветление

ОЦЕНКА – ВЪНШНА СВЕТЛИННА СРЕДА. РЕКЛАМНО ОСВЕТЛЕ-НИЕ	
0	Рекламно средство без собствена светлинна система. Въздейства само през светлата част от денонощието, а през тъмната част се възприема само под въздействи-ето на уличното осветление или на светлините на превозните средства.
1	Рекламно светлинно средство с много малка яркост.
2	Преносимо временно осветление (напр. по време на монтажа на рекламното средство).
3	Празнично или сезонно светлинно рекламно средство.
4	Проникване на светлина от рекламното осветление в околни сгради или частни имоти.
5	Кумулиране на светлинното въздействие на няколко светлинни системи (към рекламното осветление се добавя въздействието на други външни светлинни системи – празнично, архитектур-но-художествено, улично осветление, светлини от превозни средства и др.).

6	Едновременно въздействие на няколко външни светлинни системи (улично, архитектурно-художествено, рекламно и др. осветление), при което общият ефект на въздействие превъзхожда поотделното въздействие на светлинните системи - светлина се разпилява към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.
7	Рекламно осветление с комбинирано въздействие при едновременно наличие на вторични, кумулативни и синергични въздействие (по горните три реда) и разпиляване на светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.
8	Предозирано рекламно осветление на голям брой обекти, със самостоятелно отрицателно въздействие (в т.ч. с динамична и цветна светлина) или в комбинирано наличие на вторични, кумулативни и синергични въздействие. Светлина се разпилява светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, прониква през прозорците.неограничено. Въздействието обхваща големи райони и големи маси от хора.
9	Силно предозирано рекламно осветление на голям брой сгради в големи райони с голям брой обитатели. Съвместно действие на рекламното осветление с други външни светлинни системи (улично и архитектурно осветление, осветени витрини, светлинни ефекти, попадане на светлините на автомобилните фарове в обхвата на прозорците и др. Неконтролирано излъчване на свътлина към светлина към небосвода, околното пространство, частна собственост, проникване на светлина през прозорците. Нарушаване на нормалния ритъм „ден/нощ” на голям брой хора, на големи райони и площи.Няма преспектива за бъдеща промяна на светлинния режим и за намаляване на значителното отрицателно въздействие.
10	Рекламно или подобно осветление в специален или природозащитен обект, в който изкуствената светлина създава недопустимо и опасно (необратимо вредно въздействие върху естествените обитатели (напр. в резервати в близост до курортни зони).

Таблица 5 Показатели, характеризиращи светлинното замърсяване от външното изкуствено осветление в Република България (улично осветление (УО); архитектурно-художествено осветление (АХО))

СВЕТЛИННО ЗАМЪРСЯВАНЕ			
Показател	***УО***	***АХО***	***Общо***
1	***2***	***3***	***4***
Излъчено годишно нетно количество светлина от осветителите за улично осветление, *T lm.h/година*	28.19519	5.370164	33.565354
• Излъчено нетно количество светлина, директно насочено към небосвода, *T lm.h/година*, в т.ч.:	7.229247	1.376910	8.606157
• отразено от терена (уличното платно) към небосвода - от уличното осветление, *Tlm.h/година*;	2.096594	-	2.096594
отразено от повърхностите на осветяваните обекти към небосвода - от архитектурно-художественото осветление, *T lm.h/година.*	-	0.798651	0.798651
Годишно количество загубена електрическа енергия от разпиляна светлина (излъчена към небосвода и създаваща светлинно замърсяване), *MWh/година.*	$164.6472.10^3$	$27.607221.10^3$	$192.25442.10^3$
Годишно количество на емисиите от парникови газове, които се изхвърлят в атмосферата – от загубената електрическа енергия за създаване на светлинно замърсяване, *t* CO_2/*година.*	134.84605	22.610313	157.45636

Относително годишно количество светлина, излъчено към небосвода (директно насочено към небосвода + отразено) от уличното и архитектурно-художественото осветление – на един жител на Република България (РБ), *Mlm.h/жител. година.*	-	-	1,643
Относително годишно количество загубена електрическа енергия от разпиляна светлина от улично и архитектурно-художественото осветление (излъчена към небосвода и създаваща светлинно замърсяване) – на един жител на РБ, *kWh/жител . година*	-	-	27.465
Относително годишно количество на емисиите на CO2, които се изхвърлят в атмосферата в съответствие със загубената електрическа енергия за разпиляната светлина към небосвода – от уличното осветление и от архитектурно-художественото осветление – на един жител на РБ, *g CO_2/жител . година.*	-	-	22.494

Управление на светлинното замърсяване от системите за външно изкуствено осветление

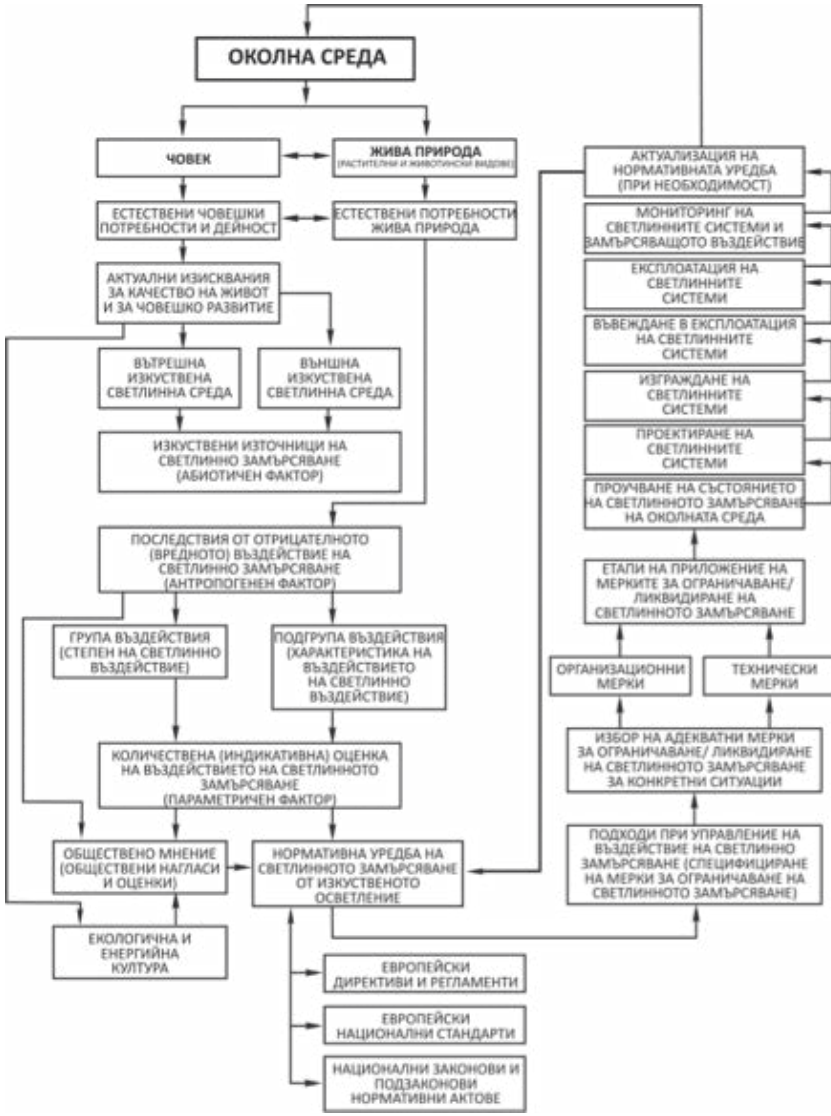
Като параметричен фактор, въздействието на светлинното замърсяване се оценява с параметри като яркост, цвят, динамика, посочност, продължителност на въздействие, обхванатата площ на въздействие, други. С оглед ограничаване на вредното въздействие се специфицират и мерки за ограничаването на светлинното замърсяване. Мерките за ограничаване на светлинното замърсяване са практически и мерки за повишаване на енергийната ефективност на външното осветление. На блоковата схема на (фиг. 2) е представен методическият подход за управление на светлинното замърсяване. В затворения контур от логично последователно

и паралелно свързани елементи (обекти, дадености, условия, етапи, документи и други) като базови елементи, затварящи контура, са „Околна среда“, „Човек“, „Жива природа“ [13,14].

Доколкото светлинното замърсяване се намира сравнително отскоро на вниманието на научната и професионалната общност и на обществото като цяло, то практически не се оценява, както при проектирането, така и при експлоатацията на системите за външно изкуствено осветление. При разработване и реализиране на проекти за външно осветление не се прави оценка на въздействието на светлинното замърсяване върху околната среда (Оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС)). От своя страна разпиляването на светлина е свързано с разход на електрическа енергия и би следвало в проектите по част „Енергийна ефективност” на външните осветителни уредби да се оценява разпиляната енергия и свързаното изхвърляне на парникови газове. Специфицирани 12 групи препоръчителни организационно-технически мерки за ограничаване на светлинното замърсяване, с конкретизация за тяхната реализация [15,16]:

- Рационално нормиране на уличните осветителни уредби
- Приложение на енергийноефективни светлинни източници
- Приложение на осветители с адекватно светлоразпределение и голяма стойност на коефициента на полезно действие (КПД)
- Приложение на осветители с адекватна степен на защита IP
- Приложение на съвременни системи за управление на уличното осветление
- Приложение на енергийноефективни пусково-регулиращи апарати
- Приложение на адекватна система за позициониране на външните (в т.ч. уличните) осветители
- Приложение на многофункционални и многокомпонентни улични осветителни уредби
- Осигуряване на качествено електроснабдяване на уличните осветителни уредби
- Приложение на адекватна система за ремонт и поддържане на уличните осветителни уредби
- Повишаване качеството на проектирането и на строителния контрол при изграждането на нови и при реконструкцията и модернизацията на съществуващи улични осветителни уредби
- Други мерки.

Реализирането на адекватни мерки за ограничаване на светлинното замърсяване е елемент на визуалната, енергийната и екологичната култура на качеството на светлинните системи.



Фиг. 2. Блокова схема, представяща методическия подход за управление на светлинното замърсяване

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По систематизацията на количествената бална оценка на въздействието на светлинното замърсяване е направена примерна бална оценка на светлинното замърсяване от три външни светлинни системи (улично осветление; архитектурно-художествено осветление; рекламно осветление), при различни ситуации и условия.

Стойностите на показатели, характеризиращи обобщено светлинното замърсяване от уличното и архитектурно-художествено осветление в Република България са:

• излъчено нетно количество светлина, директно насочено към небосвода - 8.606157 *T lm.h/година*.

• годишно количество загубена електрическа енергия от разпиляна светлина (излъчена към небосвода и създаваща светлинно замърсяване) - 192.25442.10^3 *MWh/година*

• годишно количество на емисиите от парникови газове, които се изхвърлят в атмосферата – от загубената електрическа енергия за създаване на светлинно замърсяване – 157.45636 *t* CO_2*/година.*

Методическият подход за управление на светлинното замърсяване се представя като затворен контур от логично последователно и паралелно свързани елементи (обекти, дадености, условия, етапи, документи и други). Базовите елементи, затварящи контура, са: „Околна среда“, „Човек“, „Жива природа“.

Светлинното замърсяване, с разпиляването на светлина и енергия, е пример за „Култура на разхищението”. Всяко разпиляване е нерационално действие. Конкретно, в осветлението и светлинния дизайн, следва да се възпитава нова култура – „Култура на рационалността”, елемент на която е ограничаването на светлинното замърсяване.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Кючуков Т. Възрастовият фактор в системния светлинен дизайн. Енергетика, 2015, № 2 (ISSN 0324-1521) (с. 53-66).

[2] Кючуков Т. Синергическият мост. Енергетика и естетика в осветлението. The Sinergy Bridge. Energetics and Aestetics in Lighting. XVI национална конференция по осветление с международно участие „BulLight 2017”; “Balkan Light Junior 2017”. Сборник доклади (Proceedings). Созопол, 2017 (ISSN 1314-0787) (с. 153-158).

[3] CIE 150 2017, Techical Report. Guide on limitation of the effects of obstructive light from outdoor lighting installations. CIE, (ISBN: 978-3-902842-48-0).

[4] IES TM-15-11, Addendum A. Backlight, Uplight, and Glare (BUG) Ratings (IESNA TM-15-07). [5] BDS EN 13201-2:2016. Road lighting - Part 2: Performance requirements (БДС EN 13201-2:2016. Улично осветление - Част 2: Технически изисквания).
[5] Giacomelli A. C. Nardi, F. Giussani, L. Massetti, "NINE YEARS OF PARTICIPATORY MONITORING OF LIGHT POLLUTION FROM ITALY: THE BUIOMETRIA PARTECIPATIVA CASE", Proceedings, XVI Conference on lighting with international participation BulLight-2017 & Second Balkan Youth Conference BalkanLight Junior-2017. Sozopol, Bulgaria, 25-27 May 2017 (ISSN 1314 – 0787) (p.p. 30-35).
[6] Kyuchukov T. Light Pollution . "Borders" of Lighting Design (Светлинно замърсяване и "Граници" на дизайна на осветлението). BalkanLight Junior 2019. Second Balkan Junior Conference on Lighting, Plovdiv, Bulgaria, 19-21 september 2019 (BalkanLight Junior 2019 is technically Co. Sponsored by IEEE (#45311); Forth National Conference for Young Scientists Lighting'2019, ISSN 2603-414X).
[7] Kyuchukov T. Light pollution and light design. Ecologica, Beograd, 2015, № 79, Godina XXII (ISSN 0354-3285) (p.p. 356-350).
[8] Kyuchukov T. A methodology for assessing and managing light pollution in light design. Ecologica, Beograd, 2015, № 78, Godina XXII (ISSN 0354-3285) (p.p. 315-320).
[9] Kyuchukov R., T. Kyuchukov, "The Light Environment in Bulgaria" (Invited paper). BalkanLight 2012, Proceedings, Publisher: Academic mind, Belgrade, 2012 (ISBN 978-86-7466-438-4) (p.p. 165-171).
[10] Statistical report 2019, National Statistical Institute, Sofia, Bulgaria. (Статистически справочник 2019. Национален статистически институт, София, България).
[11] Наредба № Е-РД-04-3 от 4 май 2016 г. за допустимите мерки за осъществуване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините за доказване на постигнатите енергийни спестявания, изисквания към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им. Изд. от Министерството на енергетиката.
[12] Кючуков Т., Светлинен дизайн (монография). Плевен, Медиатех, 2015 (ISBN 978 619 207 001-4) (с. 221-222).
[13] Кючуков Т. Системологични и семантични основи на светлинния дизайн. Автореферат на дисертация за присъждане на образователна и научна степен „Доктор". Русенски университет „Ангел Кънчев", 2012.
[14] Kyuchukov T. Light pollution and its price.The Seventh Balkan Conference on Lighting, Balkan Light 2018., 20-22 september 2018, Varna, Bulgaria, Proceedings (ISSN 2603-414-X) (p.p. 33-41).
[15] Кючуков Т. Съвременно улично осветление. ТД Инсталации, 2012, № 3, (ISSN1314-3492) (с. 24-27).

ЕВРОПЕЙСКА ЧАСОВА ИНТЕГРАЦИЯ. ЕНЕРГИЕН, СВЕТЛИНЕН, ЛОКАЦИОНЕН И РЕГУЛАТОРЕН КОНТЕКСТ

EUROPEAN TIME INTEGRATION. ENERGY, LIGHT, LOCATION AND REGULATORY CONTEXT

Доц. д-р инж. Радослав Кючуков
Русенски университет „Ангел Кънчев”
Tel.: +379 888 860 512
E-mail: rivanov@uni-ruse.bg

Abstract:
The publication examines: Time systems; Daylight saving time; Energy and economic indicators of artificial lighting in time systems; Usability assessment method of artificial lighting; Light conditions in time zones; Impact on people of the seasonal change of time; European regulation of seasonal changes in time; Opportunities for Bulgaria to use only one time per year ; European Time Integration.
***Keywords**: Time systems; Daylight saving time; Energy and economic indicators; Method; Artificial lighting;Impact; Seasonal change; European Time Integration.*

Въведение

Лятното часово време вече има над двувековна история, свързана с противоречия - от безусловното възприемане, през сдържаната трезва и обективна оценка, до пълното отрицание. Първоначално е мотивирано с по-доброто използване на дневната естествена светлина през светлата част от денонощието, а по-късно - с реализирането на икономия на електрическа енергия. Сега – като разширено и алтернативно мотивиране – като фактор за качеството на живота.

При тази система часово време официалното време се измества обикновено с един час напред от стандартното време през пролетните и летните месеци. Преди години, когато не е имало електрическо осветление и даже часовникът е бил рядкост, хората са се придържали при организацията на своята дейност към началото и края на светлата част от денонощието, т.е. по местното слънчево време на местоживеене. Не е масова практика, но и сега при въвеждане на лятно часово време фирми и организации не преместват началото и края на работ-

ното време. Има ексцентрици, които не преместват стрелките на часовниците, и доколкото може, запазват през цялата година собствената организация на времето през денонощието. За отбелязване е, че има часовници дори на обществени сгради, които не се пренастройват през годината – поради небрежност и неглижиране на официалната часова система.

В България се прилага от около 40 години, като оттогава стои на вниманието на националната академична и професионална общност.

Обществена консултация на Европейската комисия относно разпоредбите за лятното часово време, възложена на комисаря по транспорта, е проведена от 4 юли до 16 август 2018 г. Получени са 4,6 милиона отговори от 28-те държави-членки на Европейския съюз, т.е. има активност около 0.9 %. За отмяна на двойната система часово време са били 84 % от участниците в консултацията. В тази обществена консултация участието на България е символично - на 0.18 % от населението, като и тук също 84 % от далите отговор са били за отмяната на двойната система часово време.

Министерство на енергетиката, което отговаря за изготвянето на българската позиция по въпроса, проведе собствено проучване през периода от 20 септември до 11 октомври 2018 г. Участвали са 17318 лица (0.246 % от населението на Република България, към 31 декември 2017 г.). Според допитването, от далите мнение 51 % са лятното часово време, а 38 % са за зимното часово време.

В двете допитвания, инициирани от вицепремиера г-н Томислав Дончев са участвали над 1700 души, като в двете социални мрежи (Facebook и Twitter) са получени близки мнения – 78-80 % са се обявили против двойното време.

Национално проучване е проведено от "Екзакта Рисърч Груп" през периода от 28 септември до 5 октомври 2018 г. Интервюирани са по домовете 1000 пълнолетни лица в 125 гнезда в 92 населени пунктове в България. 48 % от анкетираните са за постоянно придържане към зимното време, 33 % са са лятното време; 18 % нямат категорично мнение.

В допитването в сайта на вестник "24 часа" са участвали 3051 активни граждани, като 48 % от анкетираните са за зимното време, а 33 % са за лятното време.

Заявени са мнения по отношение на двойното часово време от министерствата на: здравеопазването; труда и социалната политика; икономиката; транспорта и информационните технологии и съобщенията; енергетиката, образованието и науката. Не са представени конкретни

данни за вредни последствия върху здравето и за повишен транспортен травматизъм. Министерството на енергетиката констатира тенденция на постепенно линейно намаление на влиянието на лятното часово време.

Европа върви към отпадане на двойното часово време.

Изложение

Организация на системите часово време

• Времето на „Слънчевия часовник“

Исторически хората са настройвали организацията на своите дейности според разположението на светлата и тъмната части от денонощието през годината. Прилагали са т.нар. „Слънчев часовник“, като по него се е установявало местното слънчево време на съответния пункт. Това е било по времето, когато едва ли хората са се замисляли за това, че в друг географски пункт слънчевото време е различно. Всъщност това е, според съвременната терминология, „Местно (локално) слънчево време“ (*LMT - Local Mean Solar Time*). Всеки географски пункт по света има собствено местно слънчево време.

• Времето на механичните часовници

След появата на механичните часовници и почти до края на 19 век в области и държави по света са прилагани собствени системи часово време. Това безусловно е създавало неудобства, особено при установяне на последователността във времето на различни събития на различни места. По времето на Великите географски открития точността на механичните часовници е позволявала точното местоположение на корабите по височината на Слънцето.

• Поясното време

През 1878 г. Санфорд Флеминг предлага рапределението на земното кълбо на 24 часови пояси (зони). Всеки пояс има централен меридиан. Централните меридиани са разположени в интервал от по 150 географска дължина (в последователност във времеви измерител - по 1h един от друг). Нулев е Гринуичкият меридиан (географска дължина 00), по който се задава т. нар. „Средно Гринуичко време“ (*GMT - Greenwich Mean Time*). Номерацията на часовите пояси е от 0 до 23 (изразено в часове - от запад на изток).

Съгласно международния стандарт ISO 8601 (актуален БДС ISO 8601-1:2019) часовите пояси (зони) се означават с тяхното позициониране спрямо „Координирано универсално време“ (*UTC - Coordinated universal*

time). Това наименование се прилага вместо „Средно Гринуичко време“, защото е недопустимо използването на географско понятие в международен стандарт. В документите на Европейския съюз изчисляването на стандартното време в различните часови пояси е по „Координирано универсално време“ (*UTC).*

Европейските държави са разположени в три часови пояси (от общо 24 часови пояси):

- Западноевропейско време (Western Europe Time: *UTC = GMT*);
- Централноевропейско време(Central Europe Time: *UTC = GMT + 1*);
- Източноевропейско време(Eastern Europe Time: *UTC = GMT + 2*).

България е разположена в пояса на Източноевропейското време. София има географски координати: 42° 41’ 57” северна ширина (42.69917 N); 23° 19’ 21” източна дължина (23.32250 E)

- Лятното часово време (*Daylight Saving Time)*

Прилагането на лятно часово време е предложено през 1784 г. от Бенджамин Франклин (*Benjamin Franklin*) с цел по-добро използване на дневната естествена светлина. Франклин е първият посланик на САЩ във Франция и там, с известна доза шега, е предложил лятното време, за да прикани парижаните да стават по-рано от сън сутрин (по-близо до началото на светлата част от денонощието) и по-рано да си лягат вечер [1]. Безспорен ерудит, Франклин изповядва общочовешките ценности: свободата, брака, пестеливостта, образованието, упоритата работа, борбата срещу авторитаризма. Бил е виден масон. Издател е на вестници и книги, един от авторите е на Конституцията на САЩ, създател е на първата обществена библиотека в САЩ, основател е на американската полиция, изобретател е на мълниеприемника (гръмоотвода), създава първата застрахователна компания в САЩ, създател е на Министерство на пощите на САЩ, става президент на Обществото за премахване на робството.

Много по-късно – през 1907 година - англичанинът Уйлям Уйлет (*William Willett*) разработва обстоятелствено въпроса в памфлета си „Пилеенето на дневна светлина” [2]. Няколко години предложението му е било отхвърляно от Британския парламент. Разработката на Уилет е била възприета най-напред в Германия по време на Първата световна война за търсене на възможности за икономия на енергия (периода 30.04 - 01.10.1916 г.). Уйлет не доживява въвеждането на лятното часово време във Великобритания (21.05 - 01.10.1916 г.). По време на Втората световна война във Великобритания, с цел икономия на енергия, правителството въвежда двойно лятно часово време (*BDST - British Double Summertime*), като часовниците се преместват

с един час напред спрямо Гринуичкото време през зимата и с два часа напред през лятото.

• Декретното време

Декретното време е въведено в СССР през 1930 г. Изпреварва с 3 часа Гринуичкото време. От 1981 г. редовно от март до септември, понякога и до октомври е въвеждано лятно часово време. Още при въвеждането на декретното време е имало специалисти в областта на енергетиката, които са имали куража да оспорят целесъобразността на тази мярка [20]. Декретното време е било отменено през 31.03.1991 до 19.01.1992 г., след това има връщане в пояса на източноевропейското време, но след една година е въведено отново (за някои губернии е направено изключение). Бивши съветски републики са се отказали от декретното време. Сред тях са прибалтийските държави, Украйна, Молдова, Азербайджан и Грузия. Следва да се отбележи, че независимо от съмнителния енергиен ефект, с декретното време е въведена единна часова система за управление на държавните дейности в европейската част на тогавашния СССР.

• Системите часово време днес

Лятното часово време почти не се използва в тропическите области, където сезонните разлики в продължителността на деня са относително малки. В някои страни се използва обратно изместване на времето през зимните месеци.

В международен план, лятно часово време се въвежда в около 60 страни, включително в Северна Америка и Океания. В САЩ през периода 2005...2007 г. лятното часово време се прилага от втората неделя на март до първата неделя на ноември (преди това периодът е бил от първата неделя на април до последната неделя на октомври). Отчита се минимално реализирана икономия на електрическа енергия от 1 %. Поради оспорваната икономия на енергия, в САЩ има частични изключения, като не навсякъде се прилага лятното часово време.

Въпреки спорния ефект от лятното часово време, то продължава да се използва в много държави и до днес, ноима и голям брой държави се отказват от него. Така например лятното време не се въвежда в Япония, Китай (от 1991 г.) и още 153 държави. В Европа единствено Исландия се придържа твърдо към стандартното време през цялата година.

От 26 октомври 2014 г. Русия преминава само на зимно време, без по-нататъшна сезонна промяна на часовото време.

В Република Турция лятното часово време е въведено преди това да стане у нас, но там сега, с уважение към университетската експертиза, се

запазва лятното часово време през цялата година. От 2016 г. се прилага целогодишно единно „Турско време“ (*Turkish Time (TRT*)), което е с 3 h изпреварване спрямо координираното универсално време (*UTC*).

Съвременните действия, свързани с прилагане на лятно часово време в европейските държави, започват през 70-те години на миналия век: Италия (1966 г.), Гърция (1971 г.), Обединеното кралство и Ирландия (1072 г.), Испания (1974 г.), Франция (1976 г. – посочила като цел икономия на енергия). През периода 1976-1981 г. десет държави-членки на Европейския съюз се споразумяват за въвеждане на лятно часово време, най-вече за хармонизиране със съседните страни.

От 2001 г. европейските държави въвеждат лятно часово време съгласно нормите в Директива 2000/84 / ЕО 2. Прилагат двойно време, съобразено с часовия пояс, в който се намират. Предвиждат се съгласувани трайни решения за системата часово време на държавите-членки на Европейския съюз. Така ще се избягнат бъдещи неразбирателства и необходимост от нови коригиращи действия.

Лятното часово време в България

В България контраадмирал Дичо Узунов е предлагал въвеждане на лятното часово време, но неговите съображения са били свързани основно с търсене на възможности за подобряване на работоспособността на корабните екипажи.

В България за пръв път се въвежда лятно часово време през периода 01.04…30.09.1979 г. Това става с Решение на Бюрото на Министерския съвет от януари 1979 година, като се е планирало намаление на натоварването на електроенергийната система с около 300 MW (планирана годишна икономия на електрическа енергия около 50.106. kWh).

Лятното часово време започва в 03:00 h в последната неделя на месец март и продължава до 04:00 h в последната неделя на месец октомври, когато часовниците се връщат с 1 h назад. Тази мярка е съобразена с възприемането за целия Европейски съюз на едни и същи дати на въвеждане на лятно часово време.

Още преди официалното въвеждане на лятното часово време в България в Русенския университет (тогава ВИММЕСС) започва изследователска работа, свързана с оценка на ефективността от въвеждането на лятно часово време . През 1984 г. са публикувани резултати от оценката на ефективността от въвеждане на лятно часово време, като е представено несъответствието между планираните и действителните резултати от тази мярка [4,5]. За двусменни и трисменни производства е оценено

преразпределението на годишната използваемост на изкуственото осветление в два случая: целогодишно прилагане на стандартното поясно време; прилагане на поясно и лятно време съгласно възприетата практика. Анализът е направен по усреднени месечни криви на изменение на дневната естествена осветеност за градовете Русе и Благоевград - по местното време на съответния географски пункт, а не по официалното време. Установено е, че при тогавашните тарифни условия, се получава известно преразпределение (увеличение/намаление) на годишната използваемост по тарифните зони. Използването на върхова електрическа енергия се увеличава малко за сметка на намаляването на дневната и малко на нощната енергия.

На 18 април 2013 г. в София се проведе Национално съвещание „Лятното часово време – различни гледни точки". То беше съорганизирано от Научно-техническия съюз на енергетиците в България и Русенския университет „Ангел Кънчев". Тематиката обхвана общ преглед и енергийно-икономически, психо-физиологични и други аспекти на лятното часово време, като становища бяха представени от енергетици, медици, психолози и специалисти от други специалности. Бяха приети препоръки за формиране на обоснована националноотговорна позиция за целесъобразността от въвеждането на лятно часово време: предоставяне на компетентните институции на данни за използваемостта на изкуственото осветление при целогодишно приложение на единна скала на часовото време; провеждане на допълнителни изследвания на енергийните показатели и на психо-физиологичните последствия при двете системи часово време; преценка доколкото въвеждането на лятно часово време е елемент на качеството на живота.

Анкетно проучване

Анкетното проучване е проведено с цел получаване на експертна оценка за целесъобразността от въвеждане на лятно часово време в Република България [14,16]. Анкетата е доброволна и анонимна, като доброволността е предполагала да се отговори на всички или на част от въпросите по лична преценка на анкетирания.

Въпросният лист съдържа 22 въпроси и подвъпроси. Попълнен и представен е от 20 анкетирани лица – всички с висше образование. Те имат собствени дългогодишни наблюдения от въвеждането на лятното часово време (средно от 20.19 години).

Структурата на анкетираните, според областта и специалността, е:

- Технически науки – 14 анкетирани (в т. ч. специалности: „Електри-

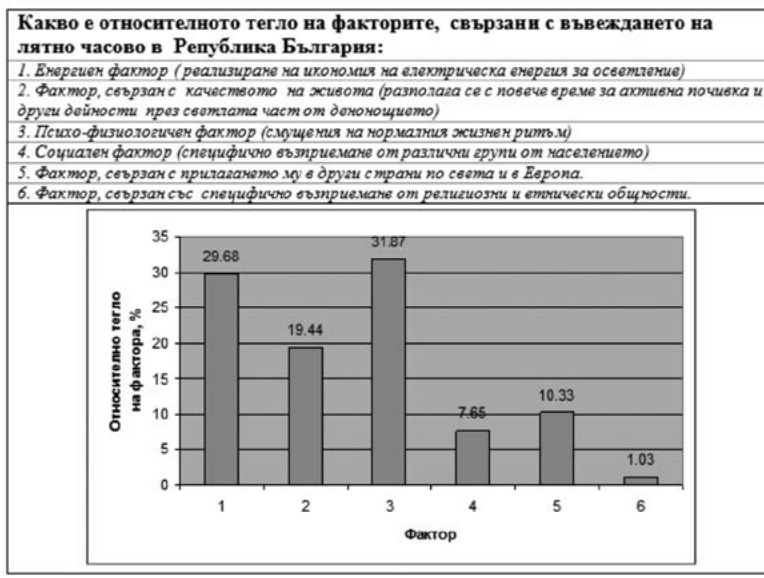
чески мрежи и системи – 1; „Електроснабдяване и електрообзавеждане” - 5; „Индустриален мениджмънт” – 1; „Компютърни системи” – 1; „Информационни технологии” – 1; „Електроенергетика” – 3; „Химични технологии” – 1);

- Светлинен дизайн – 1 анкетиран;
- Медицина (психиатрия) – 1 анкетиран;
- Хуманитарни науки – 2 анкетирани;
- Икономика - 2 анкетирани (в т.ч. специалности: „Маркетинг” – 1; „Организация и управление” – 1).

По-долу се дават някои данни от анкетното проучване:

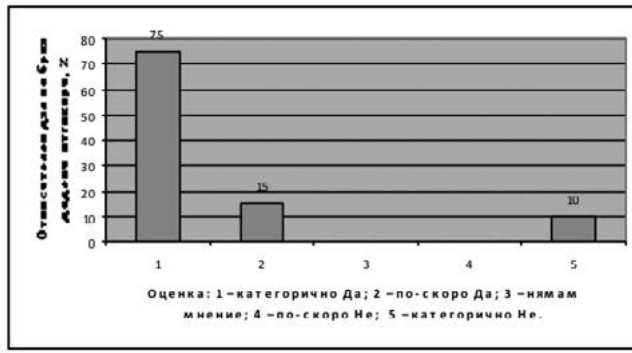
- Фактори, свързани с въвеждането на лятно часово време (диаграма на фиг. 1).

Факторите, свързани с въвеждането на лятно часово време, са оценени с тяхното тегло (в %), отнесено към цялото факторно пространство (общо 100 %). Анкетираните оценяват като най-важен фактор смущенията на денонощния ритъм (31.87 %). Икономията на електрическа енергия се оценява с тегло с близка стойност (29.68 %), а по-ниска е оценката на лятното часово време като фактор на качеството на живота (19.44 %).



Фиг. 1. Фактори, свързани с въвеждането на лятно часово време. Теглова оценка (в %), отнесена към цялото факторно пространство (общо 100 %).

• Има ли смисъл да се преразгледа необходимостта от въвеждане на лятното часово време. Отговори: „да” и „по-скоро да” – 90.00 % от анкетираните (диаграма на фиг. 2).



Фиг.2. Необходимост от въвеждане на лятно часово време. В %, от общия брой анкетирани лица (общо 100 %).

• Запазване на досегашната нормативно установена практика на въвеждане на лятно часово време през част от годината. Отговори: „не” и „по-скоро не” – 78.95 % от анкетираните.

• Прекратяване на въвеждането на лятно часово време по начина, нормативно установен в момента (т.е. да се работи през цялата година само по стандартното поясно време). Отговори: „да” и „по-скоро да” – 84.21 % от анкетираните.

• Прилагане през цялата година на часово време, изпреварващо с един час стандартното поясно време. Поляризация на отговорите: „да” и „по-скоро да” – 38.89 % ; „не” и „по-скоро не” – 61.11 % от анкетираните.

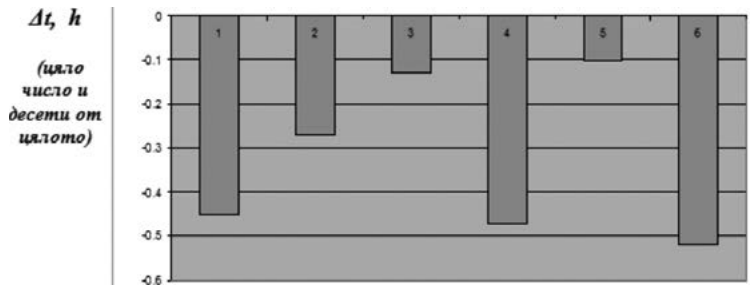
• Решаването на въпроса да бъде вътрешна работа на Република България. Отговори: „да” и „по-скоро да” – 88.88 % от анкетираните.

• Приемане на практиката, прилагана от страните - членки на Европейския съюз. Поляризация на отговорите: „да” и „по-скоро да” – 52.94 % ; „не” и „по-скоро не” – 47.06 % от анкетираните

Позициониране на България в часовия пояс

Република България, практически като цяло, се намира в западната половина от часовия пояс на Източноевропейското време, със съответното официално часово време. Управлението на дейностите в страната (напр. държавни дейности, работно време, програми на електронните

медии, транспортни разписания и т.н.) става по официалното време. В западната част от пояса (в която се намира Република България) светлата част от денонощието се използва по-добре, в сравнение с източната. В западната част от пояса би следвало да се очаква реализирането на по-голяма икономия на електрическа енергия за осветление при въвеждането на лятно часово време – в сравнение на източната част от пояса. На диаграмата на фиг. 3 е дадена разликата Δt , h - между местното и поясното време на съответни пунктове в България [6,7,17,18]. Разликата между местното слънчево време и поясното време за София е 27.8 min (в относителни единици).



Фиг. 3. Разлика между местното и поясното време на характерни пунктове в България Означения: 1 – София; 2 – Русе; 3 – Варна; 4 –Благоевград; 5 - Крайна точка Изток (нос Шабла); 6 – Крайна точка Запад (северозападно от връх Китка)

Специфика на електропотреблението в системите часово време

Използваемостта на изкуственото осветление зависи от режима на работното време (начало и край на работното време) и от локацията на географския пункт.

Зависимостта на различните отрасли, дейности и процеси от системата часово време на използване на дневната естествена светлина е, както следва [8,15]:

Потребители на електрическа енергия за битови нужди.

За задоволяване на характерните битови нужди (приготвяне на храна, пране, използване на телевизор и радио, други дейности в домакинството) се използва количество електрическа енергия, съответстващо на прилаганите битови електрифицирани технически средства и технологии и задоволяваните културни потребности. Това количество

зависи от качеството на живота, което може да си позволи съответният потребител в своето домакинство и е независещо от системата на часовото време. Изключение прави осветлението, чиито моменти на включване и изключване могат да попаднат както в светлата, така и в тъмната част от денонощието, в зависимост от системата на часовото време и възприетата битова схема на разпределение на времето за домакинска работа, отдих и сън.

Външно изкуствено осветление (в т.ч. улично осветление, архитектурно-художествено осветление и др.)

Използваемостта и разходът на електрическа енергия за външно изкуствено осветление практически не се променят при въвеждане лятно часово време, защото неговите моменти на включване и изключване и съответната продължителност на включване не зависят от системата на часовото време.

Следва да се отчете т. нар. "Граждански полумрак", който определя възможността външното изкуствено осветление да изключи преди изгрева и включи след залеза на Слънцето. Краят на „Гражданския полумрак" настъпва, когато започва затрудняване на човешките дейности, изискващи естествено осветление. Продължава до достигане на центъра на слънчевия диск на 6° под хоризонта. За условията на България гражданският полумрак е с продължителност около 0.5 h.

Двусменни предприятия

В двусменните предприятия, работещи обикновено през времето от 05 до 22 h, началото на работното време (почти винаги) и краят му (винаги) попадат в тъмната част от денонощието и също системата на часовото време практически не влияе на използваемостта на изкуственото осветление.

Трисменни предприятия

В предприятията с трисменен режим на работа, използващи изцяло тъмната и светлата части от денонощието, използваемостта на изкуственото осветление не зависи от системата часово време, доколкото осветлението се включва и изключва при необходимост, когато осветеността от дневното естествено осветление се понижи под нормената за изкуственото осветление, при т. нар. критична естествено осветеност

Помещения без осветителни отвори за дневно естествено осветление

В помещения без осветителни отвори за дневно естествено осветление (наричани още „безпрозоречни помещиния“) въпросът за използването на дневното естествено осветление не стои. При това е характерно, че поради горещините през лятото се използват масово слънцезащитни устройства (от съвременни щори и други подобни, до най-простите завеси и даже облепяне на стъклата с хартия), при което в помещения с прозорци изкуственото осветление е включено през цялото времетраене на работното време.

Национално и отраслово електропотребление за осветление

Общо годишно електропотребление за осветление в Република България е 14.03 % от общото национално електропотребление) или 5550.127.106 MWh/година.

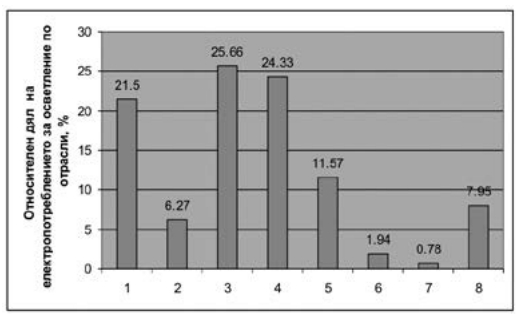
Електрическият товар на осветлението в България е, както следва:

• Средногодишен електрически товар на осветлението в България – през тъмната част от денонощието (4306 h/година) - 1288.929 MW;

• Средногодишен електрически товар на уличното осветление в България (през тъмната част от денонощието) - 149.129 MW;

• Средногодишен електрически товар на архитектурно-художественото осветление в България (през тъмната част от денонощието - 25.005 MW.

Относителния дял на електропотреблението за осветление по отрасли е представен на диаграмата на фиг. 4.



Фиг. 4. Относителен дял на електропотреблението за осветление по отрасли. Означения: индустрия; 2 – земеделие и животновъдство; 3 – жилищни сгради; 4 – обществени сгради; 5 – улично осветление; 6 – архитектурно-художествено осветление; 7 – минно-геоложки дейности; 8 – други.

При мотивирането на целесъобразността от въвеждане на лятното часово време през далечните години - преди 1979 година – е заложено абсолютно нереално намаление на електрическия товар на осветлението в България от 300 MW.

Енергийно-икономически показатели на изкуственото осветление в условията на Република България

Основните енергийно-икономически показатели на изкуственото осветление са:

- годишна използваемост на изкуственото осветление *T, h/година*;
- среднопретеглена (средногодишна цена) цена на електрическата енергия за осветление *βср, лв./kWh*.

В досегашната практика за енергийно-икономическа оценка и при енергийните обследвания на осветителните уредби се прилагат показатели, които не отчитат критичната външна естествена осветеност ($E_{кр}$, *lx)* на помещенията. Тя обвързва взаимно нормите за естествено и изкуствено осветление с оглед осигуряване на проектните количествени показатели на осветлението в помещенията през светлата и тъмна част от денонощието. Критична е тази външна естествена осветеност, при която естествената осветеност вътре в помещението става равна на проектната осветеност за изкуствено осветление:

$$E_{кр} = (E_{н} / e). 100,$$

където $E_{н}$ е проектната средна осветеност за изкуствено осветление в помещението, *lx*; *e* - коефициентът на естествено осветление (КЕО), *%.*

Ако изкуственото осветление се използва само когато външната естествена осветеност се понижи под критичната й стойност, осветителната уредба ще работи минимално време и с минимални електроенергийни разходи за осветление. В досегашната светлотехническа практика е възприето приложението на единна стойност на критичната естествена осветеност от *5 klx*. Тази еталонна стойност е определена на базата на икономическото съотношение между естественото и изкуственото осветление, като не се отчита фактът, че различните помещения имат различна стойност на критичната естествена осветеност. Така за всички видове зрителна работа (и съответно проектна осветеност) се прилага една и съща годишна използваемост на изкуственото осветление, което е удобно за прилагане, но води до некоректна оценка на енергийните разходи и на ефективността на осветителни уредби. Следователно, енергийно-икономическите показатели на изкуственото осветление трябва да се определят във фунция от критичната осветеност, т.е. $T = f(E_{кр})$; $\beta_{ср} = f(E_{кр})$.

България е разположена в тесни географски граници. Възприето е оценката на светлинния климат да бъде по показателя количество дневно естествено осветление, *klx.h* (килолукс.час). Това количество се определя за светлата част от денонощието – за часовете от сутринта до вечерта, когато дневната естествена осветеност, съответно надхвърли или достигне нулева стойност. На картовата визуализация на фиг. 5 е представено различието на годишното количество дневно естествено осветление в географски пунктове в България – по относителни стойности спрямо базови пунктове Русе и София.

Фиг. 5. Относително годишно количество дневно естествено осветление в географски пунктове в България В числител: за базов пункт Русе. В знаменате: за базов пункт София.

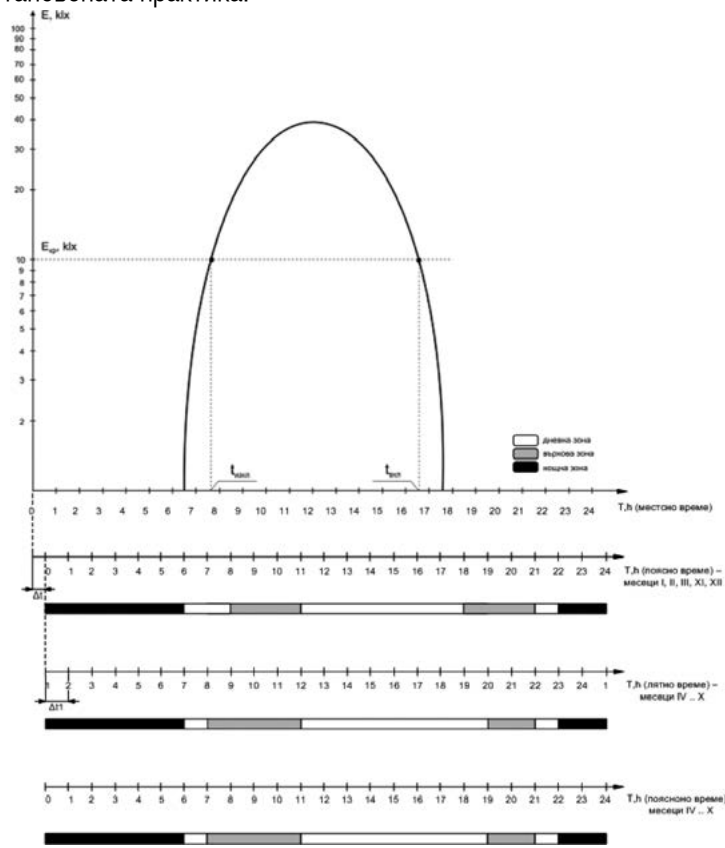
Метод за оценка на използваемостта на изкуственото осветление

Методът за оценка на използваемостта на изкуственото осветление се основава на приложение на усреднени месечни криви на изменение на дневната естествена осветеност, съгласно фиг. 6 [4]. Разработени са математически модели на изменението на дневната естествена осветеност през месеците от годината, на представителни географски пунктове в България [7]. Моментите на включване (сутрин) и на изключване (вечер) на осветлението се установяват в зависимост от стойността на критичната естествена осветеност $E_{кр}$, *lx* на помещението. Съобразява се действието на трите скали на часовото време [10,11,12,13]:

• скала на местното слънчево време, зависеща от географската дължина на съответния пункт (отговаряща на конкретните светлинни условия на пункта);

• официална национална скала на стандартното поясно време (наричано и астрономическо време), съответстваща на режима на управление на всички дейности в производствената, обслужващата и обществената сфери. Тя е елемент на световната система от 24-часови пояси на часовото време. Република България е разположена във 2-ри часов пояс (Източноевропейско време);

• официална лятното часово време, въвеждано съгласно нормативно установената практика.



Фиг. 6. Използваемост на изкуственото осветление по усреднени месечни криви на изменение на дневната естествена осветеност Скали: Местно време; Поясно време (I-III; XI-XII); Лятно време (IV-X); Поясно време (IV-X).

Изменението на стойностите на годишната използваемост на изкуственото осветление при двете системи часово време (при въвеждане на лятно часово време, в сравнение със случая на прилагане на поясно време) се пресмята по формулата [4,10]:

$$\Delta T = T_{лятно} - T_{поясно},$$

където: $T_{лятно}$ и $T_{поясно}$ са стойностите на годишната използваемост на изкуственото осветление, съответно при система лятно и система поясно часово време.

Използваемост на изкуственото осветление при системите часово време

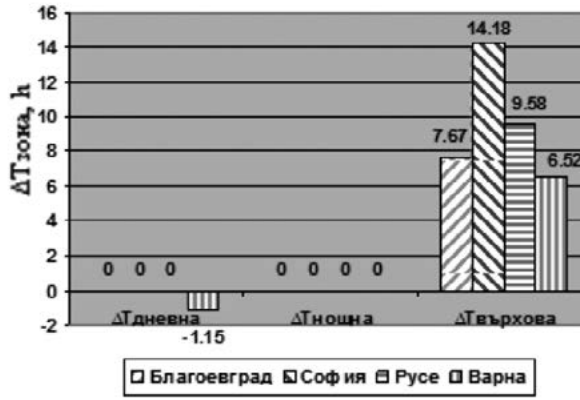
В Русенския университет „Ангел Кънчев" са разработени справочни данни (в т.ч. WEB-базирана платформа [3]) за енергийно-икономическите показатели на изкуственото осветление за 30 пункта в страната – при различни зададени стойности на критичната естествена осветеност. Предвид развитието на одитирането на осветителните уредби и оценката на мерките за икономия на електрическа енергия за осветление, е наложително прилагането на научнообосновани стойности на енергийно-икономическите показатели на осветлението.

В таблица 1 са представени формули за определяне на годишната използваемост на осветлението при различна сменност на производството, за условията на град Русе [19].

Таблица 1 Определяне на годишната използваемост на изкуственото осветление

Режим на работното време	**Формули за определяне на годишната използваемост на изкуственото осветление в зависимост от критичната естествена осветеност, $T = f(E_{кр})$, h/година**
1	*2*
Едносменен режим (08...17h)	$T_{1\text{-см}} = 32{,}013992 + 5{,}414693.E_{кр} + 2{,}812656.E_{кр}^{2} - 0{,}060247.E_{кр}^{3}$
Двусменен режим (06...22h)	$T_{2\text{-см}} = 1078{,}117554 + 53{,}420130.E_{кр} + 2{,}026084.E_{кр}^{2} - 0{,}064907.E_{кр}^{3}$
Трисменен режим (00...24h)	$T_{3\text{-см}} = 3084{,}754354 + 53{,}785447.E_{кр} + 1{,}998776.E_{кр}^{2} - 0{,}064300.E_{кр}^{3}$
Трисменен непрекъсваем режим (00...24h, 365 дни)	$T_{3\text{-см}^*} = 4498{,}515935 + 75{,}235700.E_{кр} + 3{,}131643.E_{кр}^{2} - 0{,}098555.E_{кр}^{3}$

Обобщени данни за изменение на стойностите на годишната използваемост на изкуственото осветление, при двете системи часово време – лятно и поясно - са дадени в таблица 2 и на диаграмата на фиг. 7 [10].



Фиг. 7. Стойности на показателя ΔT, h по тарифни зони, за работно време 08:00 h … 17:00 h, при критична осветеност 5 klx, за Благоевград, София, Русе и Варна.

Въвеждането на лятно часово време не носи енергиен ефект

Както беше отбелязано по-горе, от направените изследвания, в условията на Република България, не само не се потвърждава икономия на енергия, а даже при редица случаи има преразход на енергия.

В характерни режими на едносменно работно време има незначително увеличаване на използваемостта и на разходите за заплащане на електрическата енергия (с изключение на тези с работно време от 09 до 18 h). Увеличението на разходите за заплащане на електрическата енергия и на средногодишната цена на електрическата енергия за осветление са за сметка на преразпределение на годишната използваемост по тарифните зони (повишена използваемост през върховата тарифна зона).

В двусменни предприятия има известно намаление на използваемостта на изкуственото осветление, но само за малки стойности на критичната естествена осветеност.

В трисменни предприятия използваемостта на изкуственото осветление не се изменя, като разходите за заплащане на електрическата енергия са по-малки само за ниски стойности на критичната естествена осветеност.

Режим на работното време		
Сменност	Обхват на работното време, h	ΔT, h
1	2	3
Едносменно	06:00-15:00	△
	07:00-16:00	△
	08:00-17:00	◇△
	09:00-18:00	▽
Двусменно	06:00-22:00	▽◇
Трисменно	00:00-24:00	◇

Данни за: светла част от денонощието преди обяд (до 12:00 h)		
Режим на работното време		
Сменност	Обхват на работното време, h	ΔT, h
1	2	3
Едносменно	06:00-15:00	△
	07:00-16:00	△
	08:00-17:00	◇△
	09:00-18:00	◇△
Двусменно	06:00-22:00	△
Трисменно	00:00-24:00	△

Данни за: светлата част от денонощието след обяд (след 12:00 h)		
Режим на работното време		
Сменност	Обхват на работното време, h	ΔT, h
1	2	3
Едносменно	06:00-15:00	◇▽
	07:00-16:00	◇▽
	08:00-17:00	◇▽
	09:00-18:00	▽
Двусменно	06:00-22:00	▽
Трисменно	00:00-24:00	▽

△	**Увеличение на използваемостта при въвеждане на лятно време спрямо поясно време** ***(положителна стойност)***
▽	**Намаление на използваемостта при въвеждане на лятно време спрямо поясно време** ***(отрицателна стойност)***
◇	**Без изменение на използваемостта при въвеждане на лятно часово време** ***(стойност нула)***

Таблица 2 Изменение на стойностите на годишната използваемост на изкуственото осветление при въвеждане на лятно часово време, в сравнение със случая на прилагане на поясно време

При характерни условия: период от м. април до м. октомври; работно време от 08 до 17 h; критична осветеност 5000 lx (лукс) – приложението на лятно часово време е неефективно. Повишава се използваемостта на изкуственото осветление, особено през върховата тарифна зона, което води до повишаване на разходите за заплащане на електрическата енергия.

Следователно, при въвеждането на лятното часово време в условията на България няма по-добро използване на дневната естествена светлина през светлата част от денонощието и не се реализира на икономия на електрическа енергия.

В становището на Комисията по промишленост, изследвания и енергетика на Европейския парламент по предложението за Директива на Европейския парламент и на Съвета за преустановяване на сезонните промени на часовото време и за отмяна на Директива 2000/84/ЕО [21] е отбелязано, че според академични проучвания въвеждането на лятно часово време генерира незначителни икономии на енергия, а отражението върху други икономически сектори обаче все още не е ясно. Няма обобщена информация за конкретните резултати от проучванията и за академичните експерти. Комисарят по енергетика на Европейската комисия има степени по политически науки и история, а председателят на Комисията по промишленост, изследвания и енергетика на Европейския парламент има докторска степен по обществено здраве и управление на здравето.

За отделни европейски държави има данни за намалението на общото годишно електропотребление от въвеждането на лятно часово време: Италия (около 0.2 %); Франция (около 0.1 %); Германия (общо намаление на разхода на електрическа енергия за осветление, поради което спестяването от въвеждане на лятно време е без значение). Както беше отбелязано по-горе, Министерството на енергетиката на Република България констатира тенденция на постепенно линейно намаление на влиянието на лятното часово време. Следва да се отбележи, че с внедряването на високи светлинни технологии (в т.ч. светодиодната (LED) технология [9] и интелигентните системи за управление) се намалява потенциалът за енергийно спестяване при прилагане на лятно часово време.

Лятното часово време в часовите пояси

Местното слънчево време е еднакво за всички точки, разположени на един и същи меридиан, т.е.с еднаква географска дължина. В краищата на пояса разликата между местното и поясното време (от изток на запад)

е по +/-30 min (+/-0,5 h). В обхвата на всеки пояс се приема еднакво часово време, което съответства на местното слънчево време, но само на централния меридиан на пояса. Общото поясно часово време има безусловни изгоди и е без алтернатива при управлението на публичните и стопанските дейности (в т.ч. организация и управление, логистика, транспорт, медии, комуникации и други) в географските пунктове, разположени в пояса. Това е мотивирало много държави или части от държави, разположени в няколко часови пояса, да се обединят в общо часово време (характерен пример е декретното време в СССР) .

В същото време идеята за часовите пояси предполага приемането на „усреднени" светлинни условия за всеки часов пояс. „Усредняването" е още по-обхватно при обединяване на няколко часови пояси. При това положение мотивът за по-добро използване на дневната естествена светлина при въвеждането на лятно часово време се обезмисля, защото е налице светлинна неравнопоставеност на географските пунктове в различните участъци на поясите, а особено - в обединените пояси. Географските пунктове, разположени в западните участъци на часовите пояси са в по-благоприятно положение по отношение на използването на дневната естествена светлина през втората половина от светлата част от денонощието (до половин час повече – от изток на запад). Този ефект се засилва за държави или части от държави, които са разположени в няколко часови пояса, но са обединени в един.

В този смисъл режимът на използване на светлата част от денонощието при въвеждане на лятно часово време не може да се дефинира еднозначно. Прилагането на поясното време в сравнително широки часови пояси, както и в обединени часови пояси, в известна степен деформира идеята за лятното часово време.

Психо-физиологична светлинна задоволеност. Смесеното осветление в системите часово време

Рационалното използване на дневната естествена светлина е в основата на идеята за лятното часово време. Естественото осветление зависи основно от локацията и светлинния климат на географския пункт и от конструкцията на осветителните отвори на сградите.

За осигуряване на психо-физиологична светлинна задоволеност, хората трябва да разполагат с ефективно количество осветление в денонощен, месечен, сезонен и годишен разрез, за да се чувстват пълноценно и да не страдат от светлинна недостатъчност. Съвременните светлинни технологии дават решения за осигуряване на ефективно количество

количество осветление, независимо от системата на часовото време. В светлинната техника се прилага смесено осветление, при което недостатъчното естествено осветление се допълва с изкуствено осветление. Методическият подход при реализиране на смесеното осветление се основава на дефиниране на: компонентите на смесеното осветление; функциите на компонентите на смесеното осветление през светлата и тъмната части от денонощието [14,15] .

При смесено осветление водещата роля е на естественото осветление. Следователно изкуственото осветление, в състава на смесеното, трябва да се съгласува с естественото осветление по: посочност; яркост; спектрален състав; динамика. Смесеното осветление е многокомпонентна многофункционална осветителна система от три компоненти, които в общия случай могат да се съвместят от една осветителна уредба: постоянно изкуствено осветление; допълнително изкуствено осветление; постоянно допълнително изкуствено осветление. Допълнителното изкуствено осветление се включва в периода от светлата част от денонощието, през което естественото осветление не осигурява нормената осветеност в помещенията. Постоянното допълнително изкуствено осветление работи съвместно с естественото осветление през цялата светла част от денонощието и е предназначено и ориентирано към зоните от помещенията с недостатъчно естествено осветление. Природосъобразното количество ефективно осветление в денонощен и годишен разрез може да се получи, ако в помещението има достатъчно естествено осветление. Недостатъчното дневно естествено осветление се компенсира чрез светлинно тонизиране с качествено изкуствено осветление, в т.ч. биодинамично осветление [15].

Смесеното осветление е светлинна система, която е присъща при широкото използване на светлата и тъмната части от денонощието и се прилага независимо от системата на часовото време. Не е новост - използва се поне от 70 години в северните части на бившия Съветски съюз, сега в Русия, а от доста повече години - във Великобритания и в северните държави в Европа.

Въздействие на промяната на часовото време върху хората

На дигиталното общество е присъща свободата на организация на дейностите, несвързана със системата часово време. Размива се разпределението на денонощието на „ден-нощ" („тъмна – светла" части от денонощието), като хората:

- пътуват непрекъснато;

• работят на смени;

• работят на разпокъсано работно време;

• работят за чужди фирми (аутсорсинг);

• имат динамично работно или интелектуално натоварване, което е без твърдо планиране;

• имат динамичен режим на използване на неработното време, в т.ч. на почивка;

• имат неограничен достъп до глобални информационни и комуникационни системи, до социални и професионални мрежи, до високи технологии.

При ежегодното двукратно преместване на скалата на часовото време се получава нарушаване на денонощния ритъм (биологичният часовник) на хората, като се създава т. нар. външен десинхрон (нарушение на съня, намаление на работоспособността, общ дискомфорт). Симптомите се проявяват най-малко в едноседмичен период, а при някои хора този период е по-продължителен. По-младите хора, които са активната част от населението, по-бързо и по-добре се приспособяват към времевите изменения. Счита се, че неголеми измествания във времето от порядъка на 1-2 h часа не оказват съществено влияние върху организацията на времето на хората. Например в авиацията продължителността на следполетната почивка се съобразява само при измествания от четири или повече часови пояси.

В становището на Комисията по промишленост, изследвания и енергетика на Европейския парламент по предложението за Директива на Европейския парламент и на Съвета за преустановяване на сезонните промени на часовото време и за отмяна на Директива 2000/84/ЕО [21] приложението на лятно часово време се свързва с нарушаване на човешкия биоритъм („циркаден ритъм“). Според това становище нови научни изследвания сочат, че отражението върху човешкия биоритъм може би е по-сериозно, отколкото се е считало досега, но научните факти са ограничени.

Няма проведени систематични изследвания с представителни резултати за въздействието на промяната на часовото време. Няма преки доказателства за отрицателно въздействие през периода на адаптация към променяната система часово време (двойното време). Нещо повече: няма данни за психо-физиологични различия в състоянието на хората при хората при всяка от системите часово време (след периода на адаптация).

Във всички случаи последствията не са драматични, но дали си струва да бъдат понасяни от хората ? При това водещият мотив за лятното време – икономия на енергия - не е налице.

Двойното часово време – нелогичен анахронизъм

Двукратното, в рамките на една година, преместване на скалата на часовото време, вече се явява нелогичен анахронизъм, като създава неудобства и затруднения от различен характер. Мярката е палиативна и единственото й обяснение е в набраната инерция и в консерватизма.

При доказаната липса на енергийно спестяване, започва измисляне на обяснения и оправдания и на катастрофични сценарии, без да са търсени и без да са обосновани. Така например, като алтернатива на енергийната ефективност, започва да се лансира идеята за подобряване на качеството на живота при прилагане на лятното часово време. Смята се, че ще се използва повече дневна светлина в извънработното време и ще се разширят възможностите за спорт, активна почивка на открито, за извършване на други дейности (напр. в домашното стопанство). Забравя се, че както светлината е живот, така тъмнината също е живот. Това ни връща към шегата на Франклин за парижаните. Също така се лансира, че връщането към единна целогодишна система на часово време може би ще донесе непредвидими последствия. Това няма да се случи така, както заплахите от възможни затруднения при настъпването на 2000 година определено не се оправдаха. Едва ли нещо се е случило на държави, когато са се отказали от въвеждането на лятно време.

Затруднения и неудобства при прирагане на двойно часово време

Затрудненията и неудобствата при прилагане на двойно часово време през годината са свързани основно с:

- настройката и съгласуването на разписанията в транспорта, особено при наличие на държави с различно и променящо се планиране на часовото време;
- логистиката и информационният обмен в условията на различни подходи към часовото време;
- нарушаването на нормалните денонощни биоритми на хората (а и на животните);
- невъзприемането на лятното часово време по култови и други съображения от някои етнически и религиозни общности;
- липсата на единен подход в глобален план;
- лични недоразумения (много пъти анекдотични);
- други.

Дейности по часовото време в Европейския съюз

Директивата на Европейския съюз 2000/84/EG (в сила от 2002 г., възприета и от европейски държави – нечленки на Европейския съюз) предвижда неговите страни-членки да преминат към лятно часово време в последната неделя на март и да се върнат към стандартното време в последната неделя на октомври.

Внесено е предложение за Директива на Европейския парламент и на Съвета за преустановяване на сезонните промени на часовото време и за отмяна на Директива 2000/84/ЕО [21]. Директивата следва да се прилага от 1 април 2021 г., така че във всяка държава-членка последният период на лятно часово време, съгласно правилата от Директива 2000/84/ЕО, следва да започне през последната неделя през март 2021 г. в 1.00 h координирано универсално време. Държавите-членки, които след изтичането на посочения период на лятно часово време предвиждат да приемат стандартно часово време, съответстващо на времето, прилагано през зимния сезон в съответствие с Директива 2000/84/ЕО, следва да променят своето стандартно часово време през последната неделя през октомври 2021 г. в 1.00 h координирано универсално време така, че сходните и трайни промени в различните държави членки да бъдат извършени едновременно. Желателно е държавите членки да вземат съгласувано решенията за стандартното часово време, което всяка от тях ще прилага от 2021 г. нататък.

Възможности за излизане на България от двойното часово време

Една от възможностите е България да приеме целогодишно стандартно (официално) часово време - с един час напред спрямо поясното време (отговарящо на целогодишно лятно часово време), с разлика с местното слънчево време в София от 1 h и 27.8 min. Следователно, на практика и през зимата в София ще се използва около час и половина повече дневна светлина през втората половина от светлата част от денонощието

При благоприятното географско разположение на България, оставането ѝ целогодишно на стандартното поясно време (досега прилагано през зимния сезон) няма създаде неудобства. България се намира в западната половина на часовия пояс на източноевропейското време, в която светлата част от денонощието се използва по-добре – все едно, че се намира в „частичен" режим, сравнително близък до идеята за лятно време. София, в стандартното поясно време, е с 27.8 min. напред спрямо местното слънчево време. Следователно, при прилагане на стандартното

поясно време ще се използва около половин час повече през втората половина от светлата част от денонощието.

„Часова евроинтеграция“ - нова стъпка към „Европа без граници“

Европейските държави попадат в три часови пояси – на западноевропейско, централноевропейско, източноевропейско време (само три от 24 часови пояси). В момента те прилагат двойно време, съобразено с часовия пояс, в който се намират. Лансираната възможност всяка европейска държава да приеме самостоятелно решение за системата часово време за някои е привлекателна. В същото време несъгласуваността и различните групирания на страните от Европейския съюз и създаването на нова карта на часовите зони в Европа могат да доведат само до бъдещи неразбирателства и до необходимост от последващи нови коригиращи действия.

Сега е моментът да се възприеме съгласувано единно решение:

- всички страни от Западна Европа и Централна Европа (Франция, Германия, Италия, Испания, Чехия, Словакия, Австрия, Унгария, Албания, Хърватия, Словения, Босна и Херцеговина, Косово, Хърватия, Сърбия, Черна гора, Северна Македония) да останат целогодишно на лятното часово време (2 h изпреварване спрямо координираното универсално време);
- България, Румъния и Гърция да останат целогодишно на стандартното поясно време (2 h изпреварване спрямо координираното универсално време);
- възможно е Великобритания и Португалия да останат целогодишно с 1 h изпреварване спрямо координираното универсално време.

При благоприятното географско разположение на България, оставането ѝ целогодишно на стандартното поясно време няма създаде неудобства. Единното и перспективно решение ще бъде нова стъпка в контекста на доктрината „Европа без граници”. Нейна логична конкретизация се явява „Часова евроинтеграция” на страните от Европейския съюз, включително и България.

Полза от часовата евроинтеграция

С часовата евроинтеграция ще се постигнат:

- рационализиране на транспортните разписания;
- единно работно време на националните и вропейските институции;
- единно работно време на фирмите/бизнеса в Европа;

• съгласувано работно време в европейската икономика при логистичната, информационната и технологичната свързаност; много други ползи.

• рационализиране на енергийните потоци – в един и същи момент ще се използва различна структура на светлата част от денонощието, със съответното изравняване на товаровия график на електрическото осветление;

• други ползи.

Заключение

Лятното часово време има над двувековна история. В България се прилага от около 40 години, като оттогава стои на вниманието на националната академична и професионална общност.

Енергийно-икономическите показатели на изкуственото осветление за двете системи часово време (местно и поясно) се определят: във функция от критичната естествена осветеност; по усреднени месечни криви на изменение на дневната естествена осветеност; по 3 скали на часовото време: (местно слънчево, стандартно поясно и лятно време). Разработени са метод за оценка на използваемостта на изкуственото осветление, WEB-базирана платформа за определяне на енергийно-икономическите показатели на изкуственото осветление, математически модели.

При въвеждането на лятното часово време в условията на България няма по-добро използване на дневната естествена светлина през светлата част от денонощието и не се реализира на икономия на електрическа енергия. В европейски държави с водеща икономика е отчетено незначително намаление на общото електропотребление от прилагането на лятно часово време. С внедряването на високи светлинни технологии се намалява потенциалът за енергийно спестяване в осветителните уредби.

Поясното часово време е без алтернатива при управлението на публичните и стопанските дейности. „Усредняването“ на светлинните условия в часовите пояси и в обединенията от няколко часове пояси, създава светлинна неравнопоставеност на географските пунктове. Разположението в западните участъци на часовите пояси е по-благоприятно по отношение на използването на дневната естествена светлина през светлата част от денонощието. При това положение режимът на използване на светлата част от денонощието при въвеждане на лятно часово време не може да се дефинира еднозначно.

Психо-физиологичната светлинна задоволеност следва да се осигурява с ефективно количество осветление в денонощен, месечен, сезонен

и годишен разрез – независимо от системата на часовото време. При смесено осветление недостатъчното дневно естествено осветление се тонизира светлинно чрез допълване с качествено изкуствено осветление, в т.ч. с биодинамично осветление.

При ежегодното двукратно преместване на скалата на часовото време се получава нарушаване на денонощния човешки биоритъм. Няма проведени систематични изследвания за въздействието на двукратната сезонната промяна на часовото време. В повечето случаи последствията не са драматични, но е безмислено да бъдат понасяни от хората при условие, че няма икономия на енергия.

На дигиталното общество е присъща свободата на организация на дейностите, независеща от системата часово време. Двукратното преместване на скалата на часовото време през годината е нелогичен анахронизъм, създаващ неудобства и затруднения от различен характер.

Предложението за Директива на Европейския парламент и на Съвета за преустановяване на сезонните промени на часовото време и за отмяна на Директива 2000/84/ЕО предвижда за всички държави-членки последният период на лятно часово време да започне през последната неделя през март 2021 г. Могат да приемат стандартно часово време, съответстващо на прилаганото през зимния сезон, като следва да променят своето стандартно часово време през последната неделя през октомври 2021 г. Тези действия ще се извършат едновременно, съгласувано и със сходни и трайни промени от 2021 г. нататък.

Има две възможности България да приеме целогодишно едно часово време. Едната възможност е да се приеме целогодишно стандартно (официално) часово време - с един час напред спрямо поясното време (отговарящо на целогодишно лятно часово време). За София разликата с местното слънчево време 1 h и 27.8 min. (през зимата в София ще се използва около час и половина повече дневна светлина през втората половина от светлата част от денонощието). Друга възможност е оставането на България целогодишно на стандартното поясно време (досега прилагано през зимния сезон). За София разликата с местното слънчево време е 27.8 min (в София ще се използва около половин час повече през втората половина от светлата част от денонощието).

В контекста на доктрината „Европа без граници" се предлага да се реализира „Часова евроинтеграция" на държавите-членки на Европейския съюз, включително и България. Единното решение е:

• всички страни от Западна Европа и Централна Европа да останат целогодишно на лятното часово време (2 h изпреварване спрямо координираното универсално време);

• България, Румъния и Гърция да останат целогодишно на стандартното поясно време (2 h изпреварване спрямо координираното универсално време);

• възможно е Великобритания и Португалия да останат целогодишно с 1 h изпреварване спрямо координираното универсално време.

България се намира в западната половина на часовия пояс на източноевропейското време, в която светлата част от денонощието се използва по-добре – все едно, че се намира в „частичен" режим, сравнително близък до идеята за лятно време. Следователно, при благоприятното географско разположение на България, оставането й целогодишно на стандартното поясно време няма създаде неудобства.

Литература

[1] Benjamin Franklin's. Essay on Daylight Saving. Letter to the Editor of the Journal of Paris, 1784

[2] William Willett's pamphlet. The Waste of Daylight. Sloane Square, London, July, 1907

[3] Басри С., Р. Кючуков. WEB базирана система за енергийни одити на осветителни уредби. Годишник на Техническия университет – София, том 60, книга 2, 2010 (II научна конференция „ЕФ 2010", Созопол

[4] Кючуков Р., Определяне на годишната използваемост и разхода на електрическа енергия за изкуствено осветление, Енергетика, 1984, № 7

[5] Кючуков Р., Ст. Стефанов, Електроснабдяване на селскостопанските предприятия, Русе, 1986

[6] Кючуков Р. Нормиране на разхода на електрическа енергия на осветителни уредби. Русе, Русенски университет "Ангел Кънчев", 2003

[7] Кючуков Р. Дневно естествено осветление (монография) Русенски университет "Ангел Кънчев", 2003

[8] Кючуков Р. Лятното часово време. Енергиен форум, Енергиен форум, 2013, №№ 11/12.

[9] Кючуков Р. Светодиодите и светодиодното осветление днес и утре. Енергиен форум, Енергиен форум, 2014, №№ 13/14.

[10] Кючуков Р., М. Димитров. Метод за количествена оценка на ефекта от въвеждането на лятно часово време в осветителните уредби. Научни трудове на Русенския университет "Ангел Кънчев", том 46, серия 3.3, 2007

[11] Кючуков Р., С. Басри, Структурен модел на облачното небе в условията на България, Научна конференция РУ&СУ'07, Русе, 2007

[12] Кючуков Р., М. Димитров, С. Басри. Изследване на енергийно-икономическите показатели на изкуственото светление през периода на въвеждане на лятно часово време. Енергиен форум 2008, Доклади, Варна, 2008
[13] Кючуков Р., М. Димитров. Лятното часово време. II научна конференция „ЕФ 2010", Технически университет – София, Созопол, 2010
[14] Кючуков Т. Синергическият мост. Енергетика и естетика в осветлението. The Sinergy Bridge. Energetics and Aestetics in Lighting. XVI национална конференция по осветление с международно участие „BulLight 2017"; "Balkan Light Junior 2017". Сборник доклади (Proceedings). Созопол, 2017 (с. 153-158) (ISSN 1314-0787)
[15] Кючуков Т. Методология на светлинния дизайн на смесено и биодинамично осветление. Енергиен форум 2015. Сборник Част Втора, Варна, 2015, с. 50-59.
[16] Кючуков Т. Проучване мнението на експерти за лятното часово време в България. Енергиен форум 2016. Сборник част Втора, Варна, 2016, с. 93-96
[17] Лингова Ст. Климатичен справочник за Н Р България. Том 1. Слънчева радиация и слънчево греене. София, Наука и изкуство, 1978
[18] Лингова Ст. Слънчева радиация и слънчево греене. София, Пъблиш-Сай-Сет-Агри, 1995
[19] Петков П., Р. Кючуков, Към въпроса за определяне на енергийно-икономическите показатели на изкуственото осветление, Научни трудове на Русенския университет "Ангел Кънчев", том 41, Русе, 2004
[20] Столяров Ю. К. Об изменении счета времени. Электрические станции, 1971, № 2
[21] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX:52018PC0639

ЗЕЛЕНАТА ВОДОРОДНА ЕНЕРГЕТИКА, НЕРАЗДЕЛНА ЧАСТ ОТ ЕНЕРГИЙНИЯ ПРЕХОД

Проф. д-р инж. Христо Василев

Водородът е химичен елемент, отбелязан със символа H и има атомен номер 1 в периодичната система. При стандартни температура и налягане водородът е безцветен, нетоксичен и лесно запалим двуатомен газ с молекулна формула H_2. Основната част от водорода на земята е свързан с молекули, като тези на водата и органичните съединения, тъй-като той лесно образува ковалентни съединения с повечето неметални елементи. В таблица 1 са представени енергийните съдържания на основните енергоносители.

Табл. 1

№	Енергоносител	Енергийно съдържание (калоричност) /kg	Плътност	Енергийна калоричност на m^3 или на l	Топлинна калоричност
1.	Водород	39.39 kWh/kg	0.09 kg/m^3	3.54 kWh/m^3	~85% ≈33.33 kWh/kg
2.	Метан CH4	13.9 kWh/kg	0.72 kg/m^3	10 kWh/m^3	~90% ≈ 9.0 kWh/m^3
3.	Природен газ	13.9 kWh/kg	0.8 kg/m^3	11.1 kWh/m^3	~90% ≈ 10 kWh/m^3
4.	Дизел	12.5 kWh/kg	0.83 kg/l	10.5 kWh/l	~94% ≈ 9.8 kWh/l
5.	Бензин	12.0 kWh/kg	0.75 kg/l	9.0 kWh/l	~94% ≈ 8.5 kWh/l

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

Водородът има едно съществено преимущество пред останалите енергоносители, а именно: при неговата трансформация в електричество (Gas to Power) се отделят нулеви емисии на CO_2. Чрез трансформацията

Power to Gas електрическата енергия се преобразува във водород и може да се съхранява сезонно (в солни пещери, изчерпани газови находища, бутилки и др.). Поради екологичната неутралност на водорода, високата калоричност 39.39 kWh/kg и възможността електрическата енергия да се трансформира с висока ефективност във водород, през последните две десетилетия се формира едно ниво направление в енергетиката, а именно: водородната енергетика. Когато водорода се произвежда от възобновяема енергия, той се нарича зелен водород [1], [4]. В комбинация с възобновяемата енергетика постепенно ще се формира енергетиката на бъдещето, която ще осигурява към 2050 година над 60 000 TWh електрическа енергия.

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

1. Алкална електролиза - АЕ

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

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

2. Протонна обемна мембрана - (PEM)

Принципът на действие е обратен на горивните клетки (т.е. чрез електричество получаваме водород, докато при горивните клетки чрез водород се получава електричество). При тази технология не се изисква течен електролит. Използват се два електрода и полимерна мембрана, през която могат да преминат само положително заредени водородни протони. В

сравнение с алкалната електролиза, PEM електролизата има предимство, че бързо реагира на колебанията, характерни за производ -ството на възобновяема енергия. Тази технология често се използва за разпределени енергийни системи, тъй-като оборудването е с ниски експлоатационни разходи и същевременно доставя висококачествен водород.

3. Електролизери с аниообменна мембрана - (AEM)

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

Основателят и изпълнителен директор на компанията Enapter, С. Юстус Шмит работи върху революционна технология във водородната енерге- тика, а именно да създаде миниатюрен AEM електролизер с размерите на домашна микровълнова фурна [1]. Първите разработени устройства могат да произвеждат водород с цена под 7 €/kg. Към 2030 година г-н Шмит възна- мерява да намали тази цифра до 1.5 €/kg. Възможно ли е това? Той не е първия ентусиаст. Мнозина преди него са се опитвали да реализират тази идея, но не са успели. Ако той успее, това означава, че ще произвежда водород за самостоятелно потребление и за сезонното съхранение и по този начин може да се достигне пълна енергийна самодостатъчност !! Капиталовите разходи са обещаващи и при условие, че има евтино зелено електричество за захранване на електролизерите, целта на Шмит е достижима. А такова електричество ще осигурят PV и вятърните централи в близкото бъдеще.

4. Високотемпературна електролиза - HTE

Тази технология използва малко по-различна концепция чрез керамич- ни мембрани, които произвеждат йони при много високи температури, като отделят прегрятата пара с температура от 600 до 800^0 C и водород и кислород. Тъй-като по-голямата част от енергията, необходима за този процес, се осигурява от топлината, необходимостта от електрическа енергия намалява, когато се използва топлинна енергия от промишлени отпадъци, която струва малко или нищо. Този метод може да бъде много ефективен по отношение на електрическото захранване, като неговата ефективност е по-висока, отколкото при другите методи (AE, PEM, AEM).

5. Електролизер + горивна клетка в едно устройство – rSOC

В този случай се комбинират две устройства в едно, т.е. високотемпературната горивна клетка е реверсивна rSOK и тя не само може да произвежда електричество, но може да произвежда и водород чрез електролиза [2]. Произведеният зелен водород може да се съхранява сезонно и по-късно (примерно през отоплителния сезон) да се преобразува водорода в електричество. Изследователи от Forschungs -zentrum Jülich са разработили реверсивна високотемпературна горивна клетка rSOK, която постига електрическа ефективност 60%. До този момент такава ефективност не е постигана в световен мащаб. При необходимост с тази система могат да се компенсират колебанията при производството на възобновяема енергия и да се противодейства на различията между търсенето и предлагането.

6. Колко ще струва произведения чрез електролиза водород?

При формирането цената на водорода се включват следните компоненти:

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

Определяне цената на водорода, произведен от AEM електролизер

При настояща цена на AEM електролизер 7000 € (в Китай) с производи- телност ½ m^3 водород на час или 1 kg водород на 24 часа и експлоатаци- онен живот от 30 000 часа на електролизера, се постига цена от 5.2 €/kg, което съответства на 0.132 €/kWh. При ефективност на електролизера 73% са необходими 54 kWh зелена енергия за производството на 1 kg зелен водород. При цена на PV енергия + съхранение от 0.04 €/kWh, това ще оскъпи цената на зеления водород с около 2.2 €/kg или с 0.056 €/kWh водород. Сумарната цена на водорода ще бъде 0.188 €/kWh.

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

- относителна цена на AEM електролизера 2 500 € за производителност 1 kg водород за 24 часа;

• експлоатационен живот на AEM електролизера 45000 часа;
• цена PV енергия + съхранение след 2030 год. около 0.02 €/kWh;
• ефективност на електролизера 80% или разход от 49.3 kWh за 1 kg зелен водород.

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

• 2.224 €/kg H2
• 0.056 €/kWh H2

7. Възможно ли е на територията на България към 2035 година да се произвежда зелен водород с цена под 1.5 €/kg ?

За да се отговори на този въпрос, е необходимо да се изследва изменението на основните показатели, които оказват влияние върху цената на зеления водород.

7.1. Относителна цена на електролизерите с производителност 1 тон водород за 24 часа

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

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

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

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

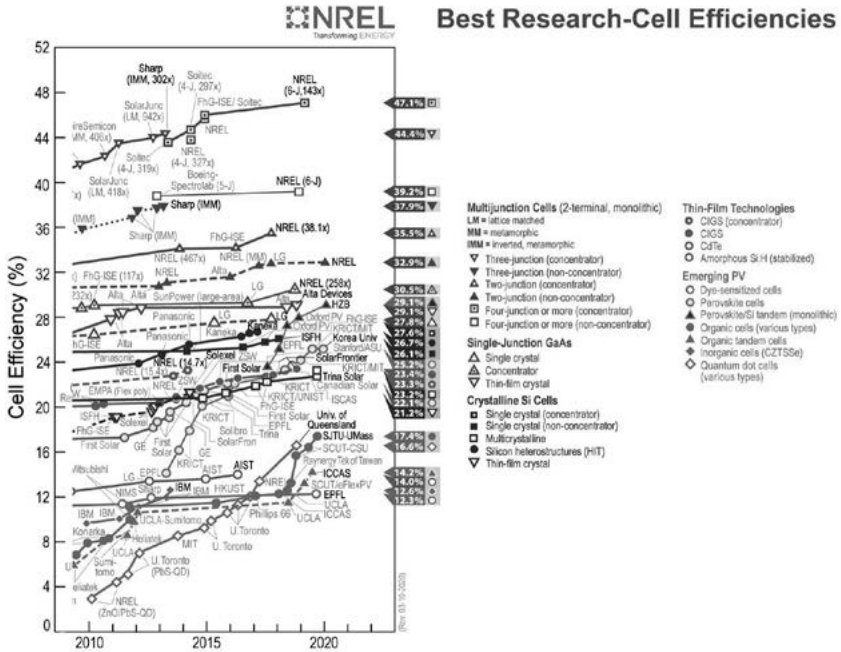
на Германия [8].

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

Посочените ценови рекорди показват, че цената на PV енергията в определени страни по света спада към 0.015 $/kWh.Възможно ли е цената на PV енергията да спадне до 0.01 $/kWh?През 2015 год. в Дубай на търг за изграждане на PV централи беше достигната цена на енергията 0.03 $/kWh. След обявяването на цената имаше коментари, че това е възможно най-ниската цена на PV енергията и че едва ли този ценови рекорд ще бъде подобрен. През последните няколко месеца сме свидетели на непрекъснато намаляващи цени на PV енергията. Ако се апроксимират кривите на изменение на цените на PV панелите и инверторите (които са формирани от реалното изменение на цените през последните 40 години), към 2025 година се получават апрокси мирани цени на панелите под 0.12 $/Wp. Тази цена и повишената ефективност са предпоставки за получаване цена на PV енергията под $0.01/kWh в екваториалните райони в света с пазарна икономика!!

За период от 6 години (2015 – 2020) глобалните минимални цени на PV енергията спаднаха около 2 пъти (от $0.03 на $0.015). Направената прогноза за периода до 2025 година, предвижда цените да спаднат до $0.01. т.е. с 33%. Като се отчете факта че PV индустрията излиза от „детската си възраст и навлиза в младо юношеската възраст“, трябва да се очаква и преодоляване на следващата ценова бариера от $0.01/kWh. Намаляването на цените на PV енергията ще продължи и следващата ценова бариера за преодоляване ще бъде $0.0075/kWh!!

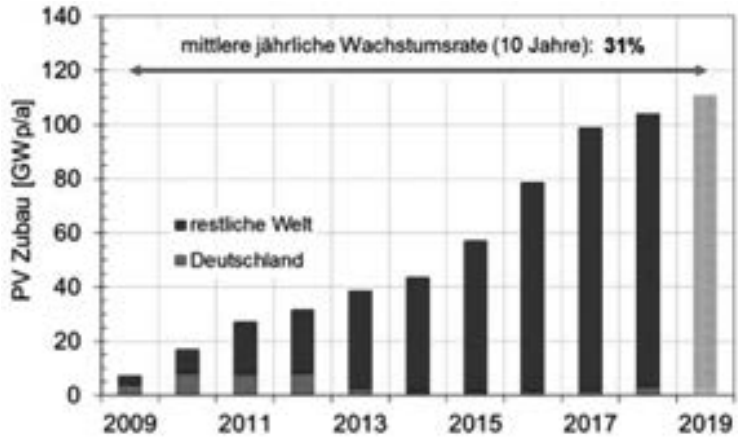
На фиг. 1 е представено нарастването на ефективността на лабораторни образци на PV клетки за съществуващите и нововъзникващи PV техноло- гии. От фигурата става видно, че през последните 10 години се забелязва непрекъснат ръст на ефективността на PV клетките. Именно увеличената ефективност на PV клетките стои в основата на постоянното намаляване на цените на PV панелите и в крайна сметка в намаляване на цените на PV енергията. Непрекъснато съкращаване на времето за преход от лаборатор- ни образци към серийно производство оказва влияние върху намаляване- то на цените на PV енергията. Годишният ръст на PV инсталираните мощности в глобален мащаб за периода от 2009 до 2019 е представено на фиг. 2, като средно годишния ръст на нарастване на инсталираните мощности е 31% [16]. Ако годишният темп на нарастване през следващите 10 години постепенно спадне до 22%, се очаква през 2028 година годишните глобални инсталирани PV мощности да достигат



Фиг. 1

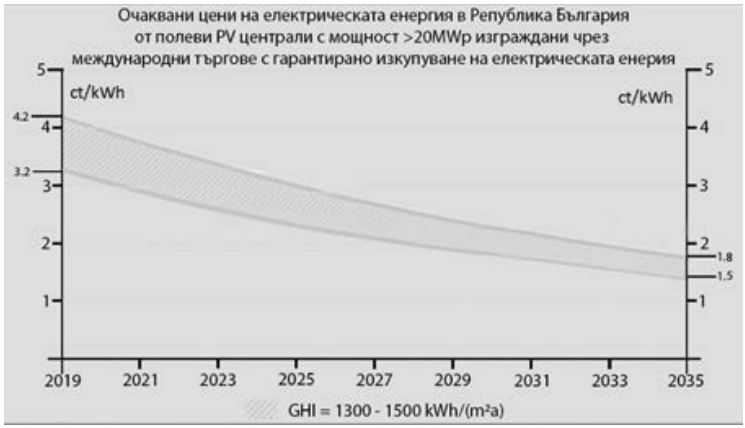
1 TW, а глобалното годишното нарастване на генерираната енергия от ново- изградените PV централи да достигне 1200 TWh, което е еквивалентно на годишното производство на 150 броя атомни реактора, всеки с мощност от 1 GW. За изграждането на 150 реактора ще са необходими над 1 трилион долара и период на строителство от минимум 10 години, докато за изграждането на PV централи с мощност 1 TW ще са необходими под 300 милиарда долара (към 2028 година) и срок за строителство 18 месеца, при това с нулеви емисии на CO_2 и нулеви радиоактивни отпадъци. Това сравнение поставя много въпроси за бъдещето на атомната енергетика в България. Въпрос на който до този момент няма отговор е следния: При наличието на либерализиран регионален и европейски електроенергиен пазар и на децентрализирано произведена PV енергия + съхранение с цена под 0.02€/kWh в непосредствена близост до потребителите, на кого ще продава енергията си АЕЦ Белене с цена около 0.1€/kWh плюс мрежови такси от 0.02€/kWh ?? Това е основния въпрос който си поставя всеки един инвеститор. При строителството и експлоатацията на децентрализирани PV централи + съхранение и инсталации POWER to

GAS за производство на водород, ще бъдат създадени повече работни места в сравнение със строителството на АЕЦ‘Белене“. Като се добави и възможността за локално сезонно съхранение на зелена енергия чрез зелен водород, това обезсмисля строителството на нова ядена мощност в България.



Фиг. 2

Представените данни за ценовите рекорди, повишаването на ефектив- ността на PV клетките и годишното нарастване на инсталираните мощности в глобален мащаб поставят въпроса как ще се изменя цената на енергията от PV централи в България през годините до 2035 година. За да се отговори на този въпрос, е използвана методиката на Fraunhofer ISE, чрез която е определено изменението на цената на PV енергията за период до 2035 година. Получените резултати са представени на фиг. 3. Очакваната минимална цена на енергията към 2035 година в България се очаква да бъде 0.015 €/kWh. По същата методика е определено измене- нието на цените на енергията в Германия. За южния германски град Фрайбург е получена цена от 0.0205 €/kWh към 2035 година. Цените са определени на основата на публични търгове, като се приема офертата с най-ниска цена на енергията за период от 25 години. Получения ценови рекорд в Германия от 0.0335 € през март 2020, показва, че прогнозата от 0.0205€ за 2035 година, ще се окаже консервативна и вероятно тази цена ще се получи между 2025 и 2030 година. Определена част от оптимистичните прогнози за развитието на PV технологията впоследствие се оказваха консервативни.



Фиг. 3

7.3. Очакваното нарастване на годишните производства на електроли- зери ще повиши тяхната енергийна ефективност до 85% и експлоатаци- онният им живот до 60 000 часа. Повишената ефективност ще намали енергийните разходи за производството на един килограм водород до 46.4 kWh/kg H2.

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

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

7.5. Заключение

При цена на електролизера с производителност 1 тон водород на 24 часа от 1.3 мил. € , цена на PV енергията от локална централа 0.015 €/ kWh, ефективност 85%, експлоатационен живот от 60 000 часа и цена на батерията за краткосрочно съхранение на енергията от 20 $/kWh, към 2035 година цената на зеления водород, произведен в България, ще бъде с цена под 1.5 €/kg. С тази цена на водорода ще бъдат заменени фосилните енергоносители, използвани при производството на стомана, цимент, алуминий, амоняк, течни горива при тежкият товарен автомобилен транс- порт (ТИР) ще бъде заменено дизеловото гориво с водород. В табл. 2 са представени енергийните разходи на следните три технологии за тежкотоварен автомобилен транспорт : водородна, ДВГ и чисто електрическа.

Табл. 2.

№	Показател	**Вид на технологията**		
		Водородна	**ДВГ**	**Електрическа**
1.	Енергийни разходи за пробег от 1200 km	80 kg H2 3151 kWh	360 l дизел 3780 kWh	1200 kWh
2.	Брой на зареждания-та и продължител-ност	1 брой ~ 15 min	1 брой ~ 15 min	2 броя по 2.5 часа
3.	Увеличение на те-глото на автомобила	~ 800 kg	400 kg	5.0 тона
4.	Вредни емисии	нулеви	значителни	нулеви
5.	Разходи за гориво към 2030 г.	При цена 1.5 €/kg 120 €	При цена 1.3 €/l 468 €	При цена 0.08 €/kWh 96 €

Водородната технология ще се наложи в тежкотоварния автомобилен транспорт следствие нулевите емисии, дългия пробег с едно зареждане и ниската цена на водорода към 2030 година. Електрическата технология при тежкотоварния автомобилен транспорт на този етап на развитие отстъпва на водородната поради удълженото време за зареждане, увеличеното собствено тегло на влекача и намалената дължина на пробега с едно зареждане. За останалите видове транспорт (леки автомобили, автобуси, лекотоварен транспорт) бъдещето е на електрическата технология.

Екип от учени от университета Куисланд- Австралия, комбинира два процеса, които поотделно подобряват незначително ефективността на електролизерите, а когато се комбинират подобряват значително ефективността и по този начин могат да постигнат максималната гранична ефективност за процеса „Електролиза“ [12]. Това откритие ще създаде предпоставки за намаляване цената на зеления водород и крайна сметка до увеличаване относителния дял на зеления водород.

Германските компании UNIPER и SIEMENS си сътрудничат в съвместни проекти за насърчаване на използването на зелен водород. Конвенционалните газови инсталации за производство на водород ще бъдат постепенно трансформирани в инсталации за зелен водород. UNIPER планира да преустрои своите енергийни инсталации за производство на водород (най-често от природен газ) в такива за производство на зелен водород в следващите 5 години [13]. Това решение поставя определени въпроси и пред българската газова индустрия, като се има предвид че

зеления водород произведен в България ще бъде с по-ниска цена от тази в Германия. Възможно ли е в следващите 5-10 години поради икономически съображения зеления водород в България да замени природния газ ?

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

Водородът може да замести изкопаемите горива в трудно усвоимите сектори на икономиката (стоманодобив, производство на амоняк и химически торове, алуминий и цимент и гориво за тежкотоварните камиони) и да се намалят с една трета глобалните емисии от изкопаеми горива. Най-голямата нефтена рафинерия в Германия разположена в град Уеслинг, близо до Кьолн – използва 180000 тона водород годишно с енергийно съдържание около 7 TWh. Shell планира на площадката на рафинерията да построи най-голямата в света инсталация за производство на зелен водород [1]. За захранване на електролизерите с възобновяема енергия към 2050 година ще са необходими около 31000 TWh електроенергия т.е. повече, отколкото в момента се произвежда в световен мащаб от всички източници [3].

През последните няколко години в петролната индустрия се приема, че възобновяемата енергия в крайна сметка ще доминира на енергийните пазари. Остава дискусионен въпроса, кога ще се извърши преминаването от нефт към възобновяеми енергийни източници и по-точно кога ще бъде пиковото потребление на нефт? Съществуват различни прогнози, че това ще се случи между 2030 и 2040 година. Има една много смела прогноза на Kingsmill Bond от „Carbon Traker“ [15], че смяната може да бъде през 2021 година. По-долу е описана философията в прогнозата на Bond.

Пазарите са задвижвани от върхови технологии и инвеститорите търсят къде се крие нов растеж. Bond нарича това правило от 3%, казвайки: Всеки бързо развиващ се пазар бързо ще поеме целия растеж на бавно растящия пазар. Като правило, сегашните продажби ще достигнат максимум, когато иновативния пазар достигне около 3% пазарен дял. В доклада на Carbon Traker „Myths of the Transition” той посочва следните три примера:

1. Броят на конете в САЩ достига максимум, когато броят на автомобилите достига 3% от броя на конете.

2. Приложението на парни машини в обединеното кралство достига максимум, когато електрическата енергия достига относителен дял от 3% от енергоснабдяването.

3. Търсенето на газ за осветление достига максимум, когато електричес- твото, използвано за осветление, достига относителен дял от 2%.

Основните фактори, които ще подържат растежа на потреблението на петрол в глобален мащаб, са:

- увеличаване на средната класа в световен мащаб;
- икономически растеж на развиващите се държави.

Факторите, които ще водят до намаляването потреблението на петрол в глобален мащаб, са следните:

- Ускорено навлизане на електроомобилите;
- Ограничаване на пластмасови изделия за еднократна употреба. Прогнозите на BP показват, че търсенето на петрол достига връх веднага след 2020 година, ако правителствата въвеждат ограничения за използването им.
- Използване на домашни работни технологии, които ще ограничат пътуването до офисите и обратно. COVIT -19 ще ускори процеса за приложението на тези технологии.
- Последният „гвоздей в ковчега“ на петролната ера ще бъде „Зелената нова сделка“ на ЕС.
- Ако прогнозата на Bond за петрола през 2021 година се сбъдне, следва да се направи прогноза за навлизането на зеления водород на пазара и да се определи годината в която производството на кафяв водород ще достигне своя пик?

В настоящия момент кафяв водород се произвежда от природен газ, въглища и кафява електрическа енергия. Съществуват следните предпоставки за навлизането на зеления водород на пазара:

- Намаляване цената на възобновяемата енергия;
- Подобряване ефективността при производството на зелен водород и намаляване цената на електролизерите;
- Разширяване на „стандарта“ RE100, чрез който фирмите удостоверя- ват, че произведените от тях стоки и услуги са произведени със 100% възобновяема енергия. Такива стандарти възприеха основната част от световните икономически гиганти, в това число и петролните гиганти, които произвеждат течни горива със 100% възобновяема енергия;
- В начален стадий са стандартите за зелени стоки: зелена стомана, зелен цимент, зелен алуминий, зелени транспортни услуги, зелена топлинна енергия.

Зелената сделка на ЕС ще спомогне за бързото навлизане на зеления водород в енергетиката на ЕС. Зеленият водород ще доведе до създа- ването на „зелена водородна икономика“. Германия предвижда зеле-

ната водородна икономика да формира годишно 38 млрд. евро добавена стойност, нови работни места, чист въздух, чувствително намаляване на емисиите на CO_2.

Колкото по- бързо България тръгне в посоката на зелената водородна икономика, толкова по-бързо ще бъдат решени следните хронични проблеми:

- Повишаване чистотата на въздуха и удължаване на средната продължителност на живота;
- Намаляване на емисиите от CO_2 в енергетиката, транспорта и индустрията;
- Намаляване на енергийната бедност и намаляване на енергийните разходи на българските домакинства и българската икономика;
- Увеличаване на работните места в сектор в сектор „Енергетика";
- Създаване на потенциална възможност за формиране на значителна добавена стойност в сектор Енергетика.

За да се постигнат горепосочените цели, е необходимо в кратки срокове да бъде разработена национална програма за „Зелена водородна икономика".

В областта на PV технологиите през последните няколко години има десетки научни открития които са в процес на комерсиализация. Следните три научни открития имат изключителен потенциал за повишаване ефективността на PV технологията.

1. PV панел с теоретична ефективност 80 %

Учени от университета „Райс" в Тексас са разработили устройство, което преобразува нископотенциална топлина в светлинно излъчване в много тясна честотна лента [17]. Устройството е наречено „Хиперболичен термичен излъчвател". Отпадъчната топлина е гореща тема сред научните изследвания в областта на PV-технологията. Учените са нанесли под силициевия слой на фотоволтаика въглеродни нанотръби за преобразуване на отпадъчната топлина в светлина. Получената светлина в много тясна честотна лента се преобразува в електричество посредством компактна PV клетка. Съгласно изчисленията на екипа, ефективността на панела ще се повиши до 80 %, т.е. повече от 4 пъти спрямо съществуващите панели на пазара от 330 Wp до 1300 Wp (ват пик). С покривна PV централа от подобни 10 броя панели (16 m^2) на едно домакинство ще може да се произвежда годишно над 15 MWh електрическа енергия, достатъчна да задоволи енергийните нужди на еднофамилна къща на 4-членно семейство с 2 броя електромобили. Един подобен панел с тегло 18 kg, за целия си жизнен цикъл от 30 години, ще генерира около 50 MWh

енергия. За производството на това количество енергия в една термична централа на лигнитни въглища ще са необходими около 110 тона въглища, като при изгарянето им ще се изхвърлят в атмосферата 65 тона CO_2, сернисти и азотни окиси, фини прахови частици (ФПЧ), 110 грама живак, шлака и сгурия. Появата на подобни панели на пазара ще доведе до революция в глобалната енергетика.

2. Един светлинен фотон - два електрона

Докато конвенционалните силициеви PV клетки имат теоретична максимална ефективност от около 29,1 %, то с разработеният от MIT (Масачузетски технологичен институт) нов модел на PV клетка, при който един светлинен фотон избива два електрона [18], тази граница може да бъде преодоляна и да се повиши ефективността на PV клетките.

3. Повишаване ефективността на PV клетки

Екип от MIT с ръководител Аммар Найфех е разработил PV клетка с теоретична ефективност 40 % и очаквана практическа ефективност 35 % [19]. Това е постигнато посредством два различни слоя материал, поглъщащ слънчевата енергия в по-широк спектрален диапазон в сравнение с конвенционалните (еднослойни) клетки. Търси се стартираща компания, която да се заеме с производството.

Информационни източници:

[1] PV Magazine - 21.03.2020 Hydrogen is getting cheaper
[2] Fuel Cells Works – 31.12.2018 Efficiency Record Forschungszentrum Jülich
[3] Bloomberg NEF,s Hydrogen Economy Outlook says stronger policies needed for hydrogen succeed
[4] PV Magazine - 16.03.2020 hydrogen is the first
[5] Qatar,s „800 MW tender draws world record solar power price of $0,01567/kWh „– 23.01.2020
[6] PV Magazine - 03.04.2020 - Lowest shortlisted big in Saudi 1,47 GW tender was $ 0,0161/kWh
[7] PV Magazine - 24.03.2020 New York alocates 1 GW as renewable auction delivers $18,59/MWh average price
[8] German PV tender delivers record low solar power price of € 0,0335/kWh

[9] PV Magazine - 19.03.2020 COVID 19 reportedly delays of solar world record
[10] PV Magazine - 28.01.2020 Green hydrogen costs projected to decrease by up to 60% by 2030
[11] Energyjobline – 13.08.2019 New study finds renewable energy storage cost needs to drop 90%
[12] Nature Communications „Approaching the activity limit of $CoCe_2$ for oxygen evolution via Fe doping and Co vacancy
[13] PV magazine-09.04.20 Bringing hydrogen to market
[14] PV Magazine, 09.04 20- COVID-19 will provide a significant enhancement to the renewable industry.
[15] PV Magazine, 08.04.20 – Is in the end of the oil era ?
[16] PV Magazine, 09.04.20 – Enormous solar PV sugcess with 20 years of EEG
[17] PV – Magazine -29.07.2019 Harnessing heat for 80% theoretical efficiency
[18] MIT News – 03.07.2019- Experiments show dramatic increase in solar cell autput
[19] MIT News New solar cell is more efficient, costs, less than its counterparts

ДИНАМИКАТА В РАЗВИТИЕТО НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР И ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВАТА ПРЕД ЕСО ЕАД

Емилия Желязкова – ръководител отдел АТЕЕ, ЕСО ЕАД

Либерализацията на електроенергийния пазар в България, стартирала през 2004г. се извършва в съответствие с изискванията на законодателството на ЕС. На практика либерализацията на електроенергийния пазар се извършва поетапно, с цел да се създадат условия за конкуренция между производителите на електрическа енергия, както и свобода за потребителите да избират своя доставчик. Исторически, първоначалната форма на функциониране на електроенергийния пазар в България е установена на базата на бизнес-модела „Единствен купувач". Впоследствие, в съответствие с процеса на либерализация, вътрешният електроенергиен пазар бе изграден върху модела на двустранни договори с балансиращ пазар. Понастоящем, съществуват два паралелно опериращи сегмента на електроенергийния пазар – регулиран и свободен пазар. С времето, делът на последния се увеличава. С направените промени в законодателната уредба, обхватът на свободния пазар се разшири значително, достигайки дял от 51% през 2019г. и се съсредоточи изцяло на организирания в страната борсов пазар с цел пълна прозрачност и равни условия за всички участници на електроенергийния пазар в страната.

Регулиран пазар

На регулирания сегмент цените на електроенергията се определят от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), а потребителите се обслужват от крайните снабдители (дъщерни дружества на електроразпределителните компании) разпределени на териториален принцип. Към момента този сегмент включва битови потребители и стопански потребители, присъединени към мрежата на ниско напрежение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР определя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които обществеият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които обществеият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. По този начин се гарантират количествата електрическа енергия, необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение, когато тези клиенти не се

снабдяват от друг доставчик (чл. 93а, ал. 2 от ЗЕ).

На регулиране подлежат и цените за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно за компенсиране на невъзстановяеми разходи, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Свободен пазар

На свободния сегмент клиентите могат да сменят своя доставчик на електрическа енергия без географското им местоположение да влияе на това. Потребителите продължават да заплащат цени за пренос и достъп до мрежата, към която са присъединени (преносна или разпределителна). На свободния пазар КЕВР има единствено роля на регулатор, който осъществява контрол над пазарните участници. Тя има правомощията да определя Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), размера на мрежовите такси и цена „Задължения към обществото“. Енергията за свободен пазар, се закупува от търговците и крайните индустриални потребители по свободно договорени цени или от платформите на Българска независима енергийна борса.

В съответствие с процеса на либерализация, вътрешният електроенергиен пазар бе изграден върху модела на двустранни договори и балансиращ пазар. Потребителите сключват договори с търговците за доставка на количества електрическа енергия, а от своя страна търговците закупуват необходимата електроенергия за нуждите на своите клиенти от производителите. На дневна база производители, търговци и координатори на балансиращи групи (основно търговци) известяват на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) дневните почасови графици за производство и консумация за следващия ден. Когато се появи несъответствие между заявените количества енергия и фактическото потребление или производство, ЕСО като оператор на балансиращия пазар покрива небалансите – разликите между предварително заявените и реално потребените/произведени количества. Произхождащите от това разходи се начисляват на съответните пазарни участници под формата на цени за балансираща енергия.

Дълго време основни участници на свободния пазар бяха големите държавни производители – АЕЦ „Козлодуй“ и ТЕЦ „Марица Изток 2“,

НЕК ЕАД, големи индустриални енергийни консуматори и търговци на електроенергия. През 2013 година започна активно преминаването на клиенти, присъединени към мрежа средно напрежение (6 – 20 kV) от регулирания на свободния пазарен сегмент. От 1 август 2013 г. клиентите, които не са избрали свой доставчик на електрическа енергия на свободен пазар са снабдявани от служебен доставчик на географски принцип, т.нар. Доставчик от последна инстанция (ДПИ). Стопанските потребители на „ниско напрежение“ все още могат да купуват електрическа енергия по регулирани цени. Излизането на свободния пазар не носи рискове от допълнителни такси или сигурност на снабдяването. Както и до сега съответното електроразпределително дружество ще продължи да отговаря за поддръжката на инфраструктурата и качеството на електрическата енергия, независимо от това кой е избраният доставчик на свободен пазар. От 1 август 2013 г. клиентите, които не са избрали свой доставчик на електроенергия, са снабдявани от служебен доставчик на географски принцип, т.нар. Доставчик от последна инстанция (ДПИ).

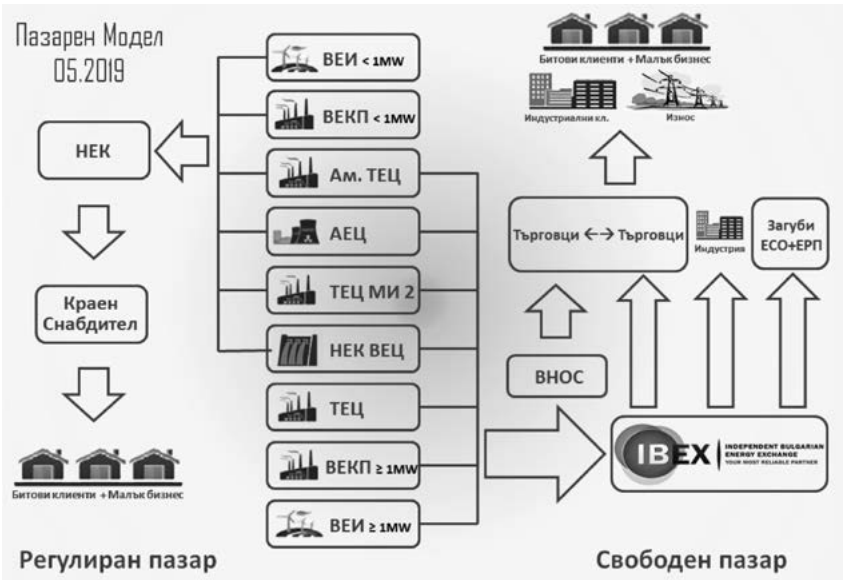
В началото на 2016 г. стартира Българска независима енергийна борса в резултат от ангажимент поет от Български енергиен холдинг (БЕХ) по дело АТ.39767 на Европейската Комисия. През същата година благодарение на приета от КЕВР „Инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на електрическа енергия за клиенти притежаващи обекти, за които се прилагат Стандартизирани товарови профили (СТП)“ се даде възможност на битовите и стопански потребители, които нямат електромери с почасово измерване, да излязат на свободен пазар.

Друга съществена промяна на пазара се случи през 2018 година, като в следствие от редица промени в нормативните актове се увеличи ролята на борсата. Това доведе до централизация на свободния пазар при предлагането и принуди търговци и потребители да закупуват основна част от необходимата им електрическа енергия от борсата.

От 2018 г. влязоха в сила измененията в Закона за енергетиката задължаващи производителите с инсталирана мощност над 4 MW предлагащи електрическа енергия на свободен пазар да продават единствено през платформите на БНЕБ. В последствие (с измененията в ЗЕ от 08.05.2018 г.) да продават единствено през борсата на свободен пазар бяха задължение и производителите от Високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) и от Възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) с инсталирана мощност равна и над 4 MW.

С последните изменения в Закона за енергетиката от май 2019, всич-

ки производители от ВЕИ и ВЕКП с инсталирана мощност по-голяма или равна на 1 MW трябва задължително да предлагат електроенергията си на борсата. Тези промени съществено измениха пазарния модел, като засилиха влиянието на БНЕБ на пазара и превърнаха борсата в основен канал за търговия с електрическа енергия в страната.



Фигура 1. Модел на функциониране на пазара на електроенергия в България от 05.2019 г

За пръв път на свободния пазар на електроенергия в България държавата не е единственият продавач, а има истинска конкуренция. Това е възможно, след като от 1 януари започна да се прилага одобрената още миналата пролет реформа в енергетиката. Накратко всички производители с мощност 4 и повече мегавата, които имат преференциални цени за електрическа енергия, вече трябва сами да продават тока си чрез енергийната борса. Става дума за общо 147 компании - топлофикации, заводски централи, както и ВЕИ, които до края на 2018 г. продаваха произведения от тях ток на НЕК, която на свой ред го търгуваше през борсата. Така, ако дотогава държавата беше монополист в предлагането на борсата, вече около 40% от тока се търгува от частни производители, които правят пазара реален.

Таблица 1. Общ брой производители в страната, реализирали електрическа енергия по свободно договорени цени, по години за периода 2016-2020 г.

Период	**2016**	**2017**	**2018**	**сеп.19**	**20**
Брой	65	92	90	89	190

На пръв поглед промяната не е гигантска, но засегна пряко цялата индустрия (без битовите потребители, които се снабдяват по регулирани цени).

Втората ключова промяна е от 1 юли 2019г.: бяха намалени административните такси в крайната цена на тока, но пък се вдигна себестойността на самата електрическа енергия. Отпадна и таксата върху изнасяните количества.

В условия на либерализиран (свободен) пазар, цените се определят от пазара – от търсенето и предлагането. Има фактори, които оказват влияние върху цените, но не можем да говорим за модел на ценообразуване, какъвто е случаят с регулирания пазар. Различните фактори, както и комбинации от тях могат да имат различни ефекти върху пазара. Едни от най-съществените условия, които повлияват българския пазар са свързани с цените на електрическа енергия на регионалния пазар (Гърция, Румъния, Унгария). Той от своя страна се влияе от нивата на пазарите в Западна Европа. По този начин косвено ценовите нива постигнати на развитите пазари в Западна Европа, оказват влияние и на цените на електрическа енергия на свободния пазар в България. Фактори, пряко отговорни за промяната в цените на електрическата енергия на световните пазари, които са относими и за България, са: промени в търсенето и предлагането, промени в цените на основните енергийни ресурси (нефт, газ, въглища и др.), цени на въглеродни емисии, метеорологични условия, планирани (ремонти) и извънредни събития (аварии, забрани за внос/износ, фалити), политики в сферата на енергетиката и други.

Стопанските и битови потребители присъединени към мрежа ниско напрежение имат избор на кой пазар да участват – свободен или регулиран. Основната промяна при излизането на свободен пазар е възможността на клиента да избира своя доставчик (търговец). Той от своя страна отговаря за доставките на електрическа енергия и може да предоставя допълнителни услуги като избор на тарифи, различни срокове и начини на разплащане, балансиращи услуги, енергийни консултации, анализ, прогнозиране и други.

Ролята на търговците

Търговците на електрическа енергия осъществяват връзката между различните производители на енергия и крайни клиенти на свободен па-

зар. Ролята на търговеца е да предложи максимално изгодни финансови условия на своите клиенти, гарантирайки в същото време сигурността и надеждността на доставките.

Търговците на електрическа енергия продават закупената от производителите енергия на множество крайни клиенти, присъединени към мрежа ВН, мрежи СН и НН, така че да осигурят променливия профил на потреблението им или я изнасят. Търговците могат да препродават електрическа енергия помежду си. Също така търговците са пазарните участници, които осигуряват вноса на електрическа енергия.

Таблица №2 Общ брой търговци в страната, реализирали електрическа енергия по свободно договорени цени, по години за периода 2016-2020 г.

Период	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Брой	57	62	61	61	50

Всеки консуматор има специфичен профил на потребление, в зависимост от особеностите на неговото производство. Този профил трябва много точно да бъде определен или прогнозиран от търговеца, за да може доставената електроенергия да покрие нуждите на консуматора. Обикновено портфолиото на търговците включва микс от производители и клиенти, осигурявайки гъвкавост по отношение на доставките и производството. Координаторите на балансиращи групи извършват прогнозиране и балансиране на отклоненията в консумацията на своите клиенти, като поемат част от финансовия риск за реализираните небаланси (отклонения между прогноза и реално потребление). Клиентът заплаща реално консумираната от него електрическа енергия, като покрива и разходите за балансиране.

Продажбата на електрическа енергия на крайните клиенти се извършва на основа на равнопоставени условия, индивидуално съгласувани с всеки клиент. Администрирането и управлението на товаровите графици, балансирането, внасянето на мрежови такси, акциз и добавка „Задължения към обществото“, както и всякакви административни процедури свързани с търговията с електрическа енергия се осъществяват от търговците - Координатори на балансиращи групи . За улеснение на своите клиенти повечето компании търгуващи с електрическа енергия предлагат подготовка и оформление на всички документи за регистрацията на клиента на свободния пазар, както и анализиране на енергийното му потребление. Въз основа на него търговците предлагат разнообразни енергийни профили, които представляват индивидуални решения спрямо специфичните енергийни нужди на клиента.

Друга важна роля на търговците е свързана с износа на електрическа енергия и нейното реализиране на външните пазари. По-голяма част от електрическата енергия за износ се реализира в чужбина посредством търговците на електрическа енергия. Те са отговорни за намирането на клиенти извън България и за осигуряването на трансгранични преносни способности, за да може произведената електроенергия да премине граница и да бъде транспортирана до купувачите в чужбина. Осъществявайки тази си дейност търговците осигуряват паричен поток в страната предвид че голяма част от приходите от продажба отиват в държавните АЕЦ Козлодуй, ТЕЦ Марица Изток 2, НЕК и ЕСО. Като следствие от процеса се натоварват оптимално местните централи, което има положителен ефект върху местния рудодобив, върху заетостта в сектор Енергетика, както и върху цялостната икономика на страната. Търговците осигуряват и вноса на електроенергия от съседни страни, когато цените на електроенергията извън България са по-ниски. Това способства за предлагането на конкурентни цени на българските потребители.

Българска независима енергийна борса

Българска независима енергийна борса е създадена през януари 2014 година, като 100% дъщерно дружество на Български енергиен холдинг. Реална работа започва през януари 2016 със стартирането на Пазар ден напред. Към момента БНЕБ е притежавана от Българска фондова борса, която е едноличен собственик на капитала.

Българската борса е монополна платформа. Според Закона за енергетиката се издава само една лицензия за дейността организиране на борсов пазар. Борсата е задължителният канал, през който производители с инсталирана мощност равна и над 1 MW трябва да продават своята електроенергия за свободен пазар. Дейността на БНЕБ е свързана с оперирането на 3 платформи за търговия – Пазар ден напред, Пазар в рамките на деня и Централизиран пазар за двустранни договори. На първите два пазарни сегмента борсата е страна по сключените сделки и носи съответните отговорности и рискове. Допълнителна функция изпълнява БНЕБ в ролята си на платформа за сключване на двустранни сделките на Централизиран пазар за двустранни договори. Там БНЕБ не е страна по сделките, а само посредник между търговските участници. От всички страни в Европа, търговия единствено през борса се среща само в България и Румъния.

От 2018 г. на организирания борсов пазар се търгуват и количествата електрическа енергия, които операторите на преносната и разпреде-

лителните електрически мрежи купуват за покриване на технологичните разходи за пренос и разпределение, като общият им размер за цялата 2019 г. е 849 662 MWh.

Таблица №3 При така структуриран електроенергиен пазар, електроенергийният баланс има следния вид:

Електроенергиен баланс		
Показател	**01.01.-31.12.2018 г.**	**01.01.-31.12.2019 г.**
Потребление в страната (TWh)*	30,808	30,562
Износ (TWh)	10,030	8,855
Внос (TWh)	2,223	3,045
Производство АЕЦ (TWh)*	15,291	16,559
Производство ТЕЦ (TWh)*	18,275	21,253
Производство ВЕЦ (TWh)*	4,357	3,380
Производство ЕЦ от ВЕИ (TWh)*	1,161	3,095
Общо производство (TWh)*	39,084	44,287

* нето данни за електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД

(не се включват количества произведена в електроразпределителна мрежа ел.енергия от присъединени към тази мрежа производители, която впоследствие е потребена в рамките на електроразпределителната мрежа от присъединени към нея потребители)

Предизвикателства и интеграционни процеси

В съответствие със заложените изисквания в законодателната инициатива «Чиста енергия за всички европейци» на Европейската комисия е разработен проект на Интегриран национален план на Република България в областта на енергетиката и климата, съдържащ прогнозен сценарий за развитието на енергетиката в страната по сектори през периода 2021 г. - 2030 г. с хоризонт до 2050 г. Прогнозата предвижда след 2030 г. крайното потребление на електрическа енергия в страната да се увеличава в дългосрочен аспект до 2050 година. По отношение на износа на електрическа енергия, през 2030 г. се очаква прогнозен ръст от 59%

спрямо 2017 г., който продължава и до 2040 г., където достига 68% спрямо 2017 г. Съгласно прогноза на БАН, използвана при разработване на прогнозния сценарий, след 2025 г. регионалният електроенергиен пазар ще изпитва дефицити на електрическа енергия, като годишните им количества достигат между 23,5 TWh и 24,8 TWh.

ЕСО ЕАД работи последователно по изпълнение на изискванията на Европейското законодателство и влезлите в сила Регламенти ЕС 2015/1222, ЕС 2016/1719 и ЕС 2017/2195, уреждащи създаването на общ Европейски пазар чрез интегриране на пазарите за всички времеви хоризонти (дългосрочен, ден напред, в рамките на деня, пазар в реално време). Този процес се реализира чрез създаване на общи европейски платформи. ЕСО ЕАД, съгласувано със съседните оператори - TRANSELECTRICA (Румъния), IPTO (Гърция) и EMS (Сърбия), делегира за 2019 г. разпределението на преносните способности на годишна и месечна база на българо-румънската, българо-гръцката и българо-сръбската граници на JAO (Joint Auction Office), в ролята му на оператор на единна европейска платформа за разпределение, съгласно Регламент ЕС 2016/1719 и одобрените от ACER хармонизирани правила за разпределение. Дневните преносни способности на българо-гръцка и българо-сръбска граница, независимо че няма изрично изискване за този времеви хоризонт, също ще се разпределят от JAO.

По силата на Регламент 1222/2015 на ЕК всички номинирани оператори на пазара на електроенергия (НОПЕ) и оператори на преносни системи (ОПС) следва да работят заедно и целенасочено, като в установените срокове осъществят пазарното обединение на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“. В тази връзка са предприети официално следните инициативи:

1. Инициатива за присъединяване към проекта WB6 (Западни Балкани 6) чрез подписване на „Memorandum of Understanding“ и участие във всички дейности, които са поставени като негови цели, и които са координирани с „Energy Community“. Проектът включва 6 държави – Сърбия, Черна гора, Македония, Босна и Херцеговина, Албания и Косово, които през 2016г. подписаха Меморандум за сътрудничество за координирани действия по интегриране на електроенергийните си пазари. На 16.03.2017 г. БНЕБ ЕАД е получи официална покана за присъединяване към WB6 Moll и в резултат от активното участие на борсовия оператор в инициативата, през м. март 2018 г. с подкрепата на „Energy Community“ пазарният оператор на Република България е подписа меморандум за разбирателство с Македонския електропреносен системен оператор (МЕПСО), Енергийната регулаторна комисия на Република Македония и Електрое-

нергийния системен оператор (ЕСО) на Република България, с който бе поставено началото на осъществяването на обединението на пазарите „Ден напред“ на двете страни. Впоследствие меморандумът е подписан и от КЕВР. Към настоящия момент проектът е във фаза на реализация, като е учреден Управляващ комитет, сформирани са съответните работни групи и са поставени задачите за всяка от тях. Ангажиментите по меморандума предвиждат пазарното обединение на пазарите „Ден напред“ на Република България и на Република Македония да бъде факт през втората половина на 2021 г.

2. Инициатива за присъединяване към проекта IBWT (Italian Borders Working Table), което ще позволи стартиране на проект за пазарно обединение на пазарни сегменти „Ден напред“ и „В рамките на деня“ с пазарната зона на Република Гърция на възможно най-ранен етап (втората половина на 2020 г.). Такива разговори вече са проведени в Атина през м. май 2019 г. по покана на Гръцкия регулатор.

3. Инициатива за присъединяване към проекта SIDC (общоевропейски проект за пазарно обединение на пазарите „В рамките на деня“, който стартира на 15 граници в Европа на 12.06.2018 г.

ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД, заедно с всички ОПС и НОПЕ в Европа, са подписали през м. май 2018 г. Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите „В рамките на деня“ между операторите на преносни системи и номинирани оператори на пазара на електроенергия. ЕСО ЕАД се включи в Споразумението за сътрудничество между операторите на преносни системи (TCID). Споразуменията са в сила от 12.06.2018 г. Чрез тях стартира процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект Single intraday coupling - SIDC (с предишно наименование XBID) за времеви хоризонт в рамките на деня. През м. август ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД отправиха писмо за намерение за включване на българо-румънската граница към локалния проект за присъединяване (LIP 15). На 28 август преносните и пазарни оператори на Германия, Австрия, Хърватска, Словения, Чехия, Унгария и Румъния, които са част от този регион, одобриха включването на българо-румънската граница. ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД делегираха свои представители в работните органи на LIP 15.

Проектът SIDC предвижда три етапа (вълни) на присъединяване, като България бе част от втората вълна. Заедно с Хърватска, Чехия, Унгария, Полша, Румъния и Словения, България се присъедини към вече работещите в рамките на Единния европейски пазар „В рамките на деня“ държави: Австрия, Белгия, Дания, Естония, Финландия, Франция, Германия, Латвия, Литва, Норвегия, Холандия, Португалия, Испания и Швеция.

Първият ден на доставка на електроенергия след присъединяването на страните от „Втората вълна“ е 20 ноември 2019 г. Осигурен е и междусистемен капацитет за пренос, което позволява търговия с всички останали пазарни зони, част от единния европейски пазар „В рамките на деня“. „Третата вълна“ на присъединяване, към която принадлежи границата България-Гърция, се очаква да стане факт до края на 2020 г.

Платформата на единното свързване на пазарите „В рамките на деня“ свързва локалните системи за търговия на преносните и пазарни оператори и наличните трансгранични преносни способности за разпределение в рамките на деня. Платформата е базирана на обща ИТ система с един Регистър на заявките (SOB), Модул за управление на преносната способност (CMM) и Модул за доставка (SM). Това позволява заявките, подадени от пазарните участници за непрекъснато съгласуване в една тръжна зона, да бъдат съгласувани със заявки, подадени от пазарните участници във всяка друга тръжна зона в рамките на проекта, доколкото има разполагаема преносна способност. Платформата на пазара „В рамките на деня“ поддържа както експлицитно разпределяне на границите Хърватия - Словения и Франция - Германия (съгласно изискането от съответните националните регулаторни органи), така и имплицитна непрекъсната търговия. Тя е в съответствие с целевия модел на ЕС за единен пазар в рамките на деня. С нарастващия дял на непостоянното производство от ВЕИ в европейския производствен микс, свързването на пазарите „В рамките на деня“, чрез трансгранична търговия, е все по-важен инструмент за пазарните страни с оглед поддържане на балансирани позиции и увеличаване на цялостната ефикасност на търговията в този пазарен сегмент.

4. През 2019 г. бяха подписани Споразумение за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите „Ден напред“ между операторите на преносни системи и Номинирани оператори на пазара на електроенергия и Споразумение за сътрудничество между операторите на преносни системи. Споразуменията са в сила от 28.03.2019 г.

Пазарното обединение за Ден напред ще бъде реализирано чрез обединение на двата региона MRC и 4MMC и последващото им разширение към нови граници. MRC (Multi Regional Coupling) е инициатива от 2014 г. за обединение на пазарите „Ден напред“, която към края на 2019 г. обхваща 21 държави в общ пазар за Ден напред, който покрива над 85% от европейската консумация на електроенергия. 4MMC е инициатива също от 2014 г. за пазарно обединение на Чехия, Словакия, Унгария и Румъния, по три граници. Двете пазарни обединения предстои да се обединят.

През м. октомври 2019 г. бе проведена среща между Европейската комисия, регулаторите, пазарните и борсови оператори на България, Румъния и Гърция за ускоряване на проектите за пазарно обединение по българо-румънската и българо-гръцката граници. До 29 ноември 2019 г. българската и румънската страна съгласуваха пътна карта за пазарно обединение за ден напред, като нов двустранен проект, който ще се реализира в рамките на MRC и разширението му към нови граници.

Пълната либерализация на електроенергийния пазар и интегрирането му в общия европейски енергиен пазар трябва да се осъществи в средносрочен план, чрез поетапно премахване на регулираните цени на електрическата енергия. Като страначленка на ЕС, България е задължена да полага всички необходими усилия за изграждане на добре функциониращ единен европейски пазар. Обединяването на националните пазари на електроенергия на страните членки цели постигане на конкурентни цени за всички европейци.

Електроенергийната система (ЕЕС) на България е с много добре развити връзки със съседните страни, което създава условия за сближаване на регионалните пазари. Около 1450 км. високоволтови електропроводни линии (110 kV и 400 kV) свързват ЕЕС на страната с тези на Гърция, Република Северна Македония, Румъния, Сърбия и Турция. Тези междусистемни връзки осигуряват 1 950 MW преносен капацитет при износ и 1 590 MW преносен капацитет при внос, при което електрическата свързаност спрямо общата инсталирана генерираща мощност в българската ЕЕС от 12 000 MW е съответно 16,2% при износ и 13,2% при внос.

За увеличаване на електрическата междусистемна свързаност, през периода 2021г. 2030 г. българският независим електропреносен оператор ЕСО ЕАД планира да изгради два нови междусистемни електропровода 400 kV с ЕЕС на Гърция и Сърбия, съвместно с операторите на тези страни. След реализиране на тези проекти, както и на проекти за развитие на националната ни електропреносна мрежа, ще се увеличи преносният капацитет за обмен на електрическа енергия с ЕЕС на съседните страни и електрическата свързаност ще достигне 22% съгласно изчисленията на ENTSOE. В прогнозите и заложените цели за развитие на електроенергийния сектор в България се очертават тенденциите за развитие на електроенергийния пазар в страната към пълната му либерализация и интегрирането му към регионалния и общия европейски енергийни пазари, нарастващо търсене на електрическа енергия в региона на конкурентни цени при повишени екологични изисквания, увеличаващите се възможности за междусистемен обмен на електрическа енергия чрез развитие на преносната електроенергийна инфраструктура, във връзка с повиша-

ване на енергийната сигурност и обединението на националните електроенергийни пазари. Тези тенденции създават възможност за пазарна реализация на произведени от нови електропроизводствени мощности в страната годишни количества електрическа енергия от около 6000 GWh, която в прогнозния сценарий е заложена от 2030г., като от 2035 г. тези количества нарастват двукратно.

АНАЛИЗ НА РАМКОВИТЕ УСЛОВИЯ ЗА СЪЗДАВАНЕТО НА ОБЩИ ПЛАТФОРМИ ЗА ОБМЕН НА БАЛАНСИРАЩА ЕНЕРГИЯ

Васил Хубанов

1. Рамкови условия за Европейска платформа за обмен на балансираща енергия от резерви за заместване (РЗ)

Основната цел на Платформата за резерв за заместване е да позволи обмен и задействане на стандартни продукти за балансираща енергия за РЗ чрез алгоритъм за оптимизиране, при спазване на ограниченията за параметрите на междузоновата преносна способност. Във връзка с междузоновата преносна способност и ценообразуването на балансираща енергия (чл. 30 от Регламент 2017/2195), както и с принципите за уреждане между ОПС (чл. 50 от Регламент 2017/2195), в рамковите условия за РЗ се посочва, че те са разгледани в различни предложения.

Платформата за резерви за заместване включва функция по оптимизиране на задействането и функция за междуоператорско уреждане:

1.1. Функция по оптимизиране на задействането

Алгоритъмът за оптимизиране гарантира посрещането на нужда от балансираща енергия на съответния ОПС, изпълняващ процедурата по заместване на резерви, ако може да бъде посрещната, от подадените от съответните ОПС оферти.

Входните данни за функцията по оптимизиране включват:

- Общ списък на подредба на офертите;
- Междузонова преносна способност.

Резултатите от функцията по оптимизиране на задействането са:

- Приети оферти;
- Удовлетворени нужди от балансираща енергия за РЗ;
- Използваната междузоновата преносна способност;
- Нетна позиция в резултат на Платформата за РЗ;
- Междузонови пределни цени.

1.2. Функция за междуоператорско уреждане

Тази функция изчислява сумата за уреждане, която всеки ОПС, свързан с Платформата за РЗ, трябва да заплати/получи във връзка с обмена на енергия от процедурата по РЗ.

Входните данни за функцията по междуоператорско уреждане включват:

• Енергията за РЗ, обменена между зоните за регулиране на товарите и честотата;

• Цени, определени в съответствие с чл. 30 от Регламент 2017/2195.

Резултатите от уреждането между ОПС включват:

• Планирания обмен на балансираща енергия и свързаната с нея сума за уреждане в резултат на междузоновата процедура за задействане на РЗ за всеки член на Платформата за РЗ;

• Изчисляване и разпределяне на такса за претоварване в съответствие с изготвеното предложение по чл. 50 на Регламент 2017/2195.

Стандартен продукт за РЗ

Стандартният продукт за РЗ е планиран блоков продукт, който може да бъде задействан за фиксиран четвърт час или за кратно на фиксиран четвърт час време, спазвайки минималното и максималното времетраене на срока за доставка. Подробни характеристики са посочени в чл. 6 от рамковите условия за РЗ и са обобщени в таблицата по-долу.

Таблица 1. Характеристики на стандартен продукт за балансираща енергия за РЗ

Характеристики	**Спецификация**
Режим на задействане	Планиран с ръчно задействане
Делимост	Разрешени делими и/или неделими оферти
Срок за подготовка	От 0 до 30 мин.
Срок за линейно изменение	От 0 до 30 мин.
Време за пълно задействане	30 мин.
Срок за изключване	Национална отговорност
Минимално количество	1 МВт
Максимално количество	Делима оферта: не се изисква макс., само технически лимит Неделима оферта: ще бъдат въведени национални правила
Минимален срок за доставка	15 мин.
Максимален срок за доставка	60 мин.

Срок на действие	Определен от доставчиците на услуги по балансиране и съобразен с минималния и максималния срок за доставка
Срок за възстановяване	Определен от доставчиците на услуги по балансиране
Времева рамка за решение	15 мин.

Проект за внедряване TERRE

TERRE (Трансевропейска борса за резерви за заместване) е проектът за изпълнение на Платформата за РЗ. Основната цел на проекта TERRE е създаването и експлоатацията на платформа за РЗ, която да може да събира всички стандартни продукти за РЗ от ОПС на местните пазари за балансиране и да осигурява оптимизирано разпределение на РЗ, покривайки нуждите на ОПС от балансираща енергия за РЗ.

Към момента проектът TERRE е на етап изпълнение по Споразумението за сътрудничество между ОПС. Този етап включва разработване на обща Европейска платформа за РЗ, проследяване на изпълнението на местно равнище от участниците, подготовка за паралелно изпитване и въвеждане в експлоатация.

ОПС разработват ИТ платформа, наречена LIBRA, която ще действа в подкрепа на европейския „Пазар на РЗ“ и ще бъде собственост на ОПС. Все още текат дискусии между ENTSO-E и ACER относно вида на собственост.

2. Рамкови условия за Европейска платформа за обмен на балансираща енергия от ръчно задействани резерви за вторично регулиране на честотата (РРВРЧ)

В Рамковите условия за РРВРЧ е посочено, че целите за задействане на оферти за балансираща енергия (чл. 29 от Регламент 2017/2195), ценообразуването на балансиращата енергия (чл. 30 от Регламент 2017/2195) и функцията по междуоператорско уреждане (чл. 50 от Регламент 2017/2195) са извън обхвата на рамковите условия и ще бъдат регламентирани в отделни документи.

Платформата за РРВРЧ включва функция по оптимизиране на задействането и функция по междуоператорско уреждане.

2.1. Функция по оптимизиране на задействането:

Целта на функция по оптимизиране на задействането е да координира процедурата за РВРЧ на участващите ОПС.

Входните данни за функция включват:

• Заявките за РРВРЧ на всяка зона за регулиране на товарите и честотата от всеки участващ ОПС;

• Ограниченията на междусистемната преносна способност за РРВРЧ на съответните граници на балансиране от РРВРЧ;

• Списъка на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия в зоната за регулиране на товарите и честотата на всеки участващ ОПС, включително всички налични оферти за балансираща енергия от РРВРЧ;

• Статуса на разполагаемост на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия от РРВРЧ;

• Ограниченията за експлоатационна сигурност;

• Обединява списъците на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия от РРВРЧ на всеки участващ ОПС

Резултатите от функция по оптимизиране на задействането са:

• Ръчно задействаният мощностен обмен за вторично регулиране на честотата по границите на балансиране от РРВРЧ;

• Количеството задействана балансираща енергия от стандартни балансиращи продукти за РРВРЧ;

• Количеството изпълнени заявки за балансиращия енергия от РРВРЧ;

• Нетната позиция на всяка зона за регулиране на товарите и честотата в резултат на Платформата за РРВРЧ;

• Цените на балансиращата енергия от РРВРЧ;

• Цените за междузоновата преносна способност, използвани за обмена на стандартни продукти за балансираща енергия от РРВРЧ;

• Други входни данни, гарантиращи сигурна и точна комуникация.

Структурата на Платформата за РРВРЧ трябва да осигури достъп на всеки ОПС до количеството оферти, подадени от ОПС. По тази причина всеки ОПС може да обяви своите оферти за неразполагаеми за други ОПС, но трябва да публикува информация за такива неразполагаеми оферти в Платформата за прозрачност на ENTSO-E. Освен това ОПС има възможност да поиска задействане на по-голямо количество балансираща енергия, отколкото е заявил (всички други ОПС трябва да бъдат информирани за това).

2.2. Функция по междуоператорско уреждане:

Основната цел на функцията по междуоператорско уреждане е изчисляването на сумата за уреждане, която всеки участващ ОПС трябва да заплати/получи за планирания обмен на енергия от процедурата за междусистемно споделяне на РРВРЧ.

Входните данни за функцията по междуоператорско уреждане включват:

- Автоматично задействания мощностен обмен за РРВРЧ по граници на балансиране от РРВРЧ;
- Цените, изисквани в предложението относно правила за общото уреждане и предоставени от функцията по оптимизиране на задействането;
- Други входни данни, гарантиращи сигурна и точна комуникация.

Резултатите от функцията по междуоператорско уреждане са:

- Количествата балансираща енергия от РРВРЧ за уреждане за всеки участващ ОПС във всеки период за междуоператорско уреждане;
- Цените за уреждане на планирания обмен на балансираща енергия в резултат на процедурата за РРВРЧ за всеки участващ ОПС;
- Изчислението и разпределението на финансовите суми в резултат на ценови разлики в балансиращата енергия между зоните за регулиране на товарите и честотата;
- Други входни данни, гарантиращи сигурна и точна комуникация.

Стандартен продукт за балансираща енергия за РРВРЧ

Стандартният продукт за балансираща енергия за РРВРЧ ще бъде определен от два вида характеристики:

Таблица 2. Статични характеристики на стандартен балансиращ продукт за РРВРЧ

Характеристики	**Спецификация**
Режим на задействане	Ръчно
Вид задействане	Директно или планирано
Време за пълно задействане	12,5 минути
Минимално количество	1 МВт
Детайлност на офертите	1 МВт
Максимално количество	9,999 МВт
Минимален срок за доставка	5 минути
Ценова резолюция	0,01 евро/МВтч

Срок на действие	Планирано задействане може да се извърши само в точката на планираното задействане. Пряко задействане може да се извърши по всяко време през 15-те минути след точката на планираното задействане.

Таблица 3. Променливи характеристики на стандартен балансиращ продукт за РРВРЧ

Характеристики	Спецификация
Цена	евро/МВтч
Местонахождение	Като минимум в най-малката зона за регулиране на товарите и честотата или тръжна зона
Делимост	Доставчиците на услуги по балансиране имат право да подават делими оферти с детайлност на задействането 1 МВт. Доставчиците на услуги по балансиране имат право да подават неделими оферти.
Техническа обвързаност между офертите	От Доставчиците на услуги по балансиране се изисква да предоставят информация за техническа обвързаност на офертите, подадени в последователни четвърт часове и в рамките на същия четвърт час.
Икономическа обвързаност	Ще се допускат глобални оферти с разбивка на производни оферти и ексклузивна групови заявки.
Размер на офертата	в МВт
Посока на офертата	нагоре или надолу

Проект за внедряване MARI

Създаването на Платформата за РРВРЧ се извършва чрез проекта за внедряване MARI (Инициатива за ръчно активирани резерви), като техническите детайли, общите принципи за управление и бизнес процесите се разработват от участващите ОПС.

3. Рамкови условия за Европейска платформа за обмен на балансираща енергия от автоматично задействани резерви за вторично регулиране на честотата (РАВРЧ).

3.1. Функция по оптимизиране на задействането.

Целта на функцията по оптимизиране на задействането е да координира Процедурата за РАВРЧ на участващите ОПС.

Входните данни за функцията включват:

• Заявките за РАВРЧ на всяка зона за регулиране на товарите и честотата от всеки участващ ОПС;

• Ограниченията за междусистемната преносна способност за РАВРЧ за съответните граници на балансиране от РАВРЧ;

• Списъка на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия в зоната за регулиране на товарите и честотата на всеки участващ ОПС, включително всички налични оферти за балансираща енергия от РАВРЧ;

• Статуса на разполагаемост на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия от РАВРЧ

• Ограниченията за експлоатационната сигурност;

• Очакваното задействане на балансираща енергия от РАВРЧ във всяка зона за регулиране на товарите и честотата от всеки участващ ОПС;

• Други входни данни.

Функция по оптимизиране на задействането обединява списъците на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия от РАВРЧ за всяка зона за регулиране на товарите и честотата на всеки участващ ОПС, създавайки Общ приоритетен списък на оферти.

Резултатите от функцията са:

• Автоматично задействания мощностен обмен за вторично регулиране на честотата по границите на балансиране от РАВРЧ;

• Количеството задействана балансираща енергия от стандартни продукти за балансиране от РАВРЧ;

• Количеството изпълнени заявки за балансираща енергия от РАВРЧ;

• Нетната позиция на всяка зона за регулиране на товарите и честотата в резултат на Платформата за РАВРЧ;

• Цените на балансиращата енергия от РАВРЧ;

• Цени за междузоновата преносна способност, използвана за обмена на стандартни продукти за балансираща енергия от РАВРЧ;

• Автоматичният мощностен обмен за вторично регулиране на честотата по границите на балансиране от РАВРЧ, след корекция на Грешката при вторично регулиране на честотата, с максимален срок на линейно изменение от 7,5 минути (5 минути от 18 декември 2025 г.);

• Други резултати.

Всеки участващ ОПС може да поиска задействане от общия приоритетен списък на оферти на количество оферти за стандартни продукти за балансираща енергия от РАВРЧ по-голямо от общото количество балансираща енергия, което въпросният ОПС е заявил на Платформата за РАВРЧ. В обяснителните документи към рамковите условия за РАВРЧ, всички ОПС уточняват, че архитектурата на функцията по оптимизиране на РВРЧ ще включва приоритетен достъп до местни количества РАВРЧ в случай на неизпълнени заявки. Освен това ОПС ще наблюдават изпълнението на заявките за РАВРЧ, когато задействаното количество превишава подаденото количество към платформата.

3.2. Функция по междуоператорско уреждане.

Основната цел на функцията по междуоператорско уреждане е изчисляването на сумата за уреждане, която всеки участващ ОПС трябва да заплати за планирания обмен на енергия от процедурата за междусистемно споделяне на РАВРЧ.

Входните данни за функцията по междуоператорско уреждане са:

• Автоматично задействаният мощностен обмен за вторично регулиране на честотата по границите на балансиране от РАВРЧ;

• Изискваните цени в предложението относно правила за общото уреждане;

• Други входни данни.

Резултатите от функцията по междуоператорско уреждане са:

• Количествата балансираща енергия от РАВРЧ за уреждане за всеки участващ ОПС във всеки период за междуоператорско уреждане;

• Цените за уреждане на планирания обмен на балансираща енергия в резултат на процедурата за РАВРЧ за всеки участващ ОПС;

• Изчислението и разпределението на финансовите суми в резултат на ценови разлики в балансиращата енергия между зоните за регулиране на товарите и честотата;

• Други резултати.

Стандартен продукт за балансираща енергия за РАВРЧ

Таблица 4. Статични характеристики на офертите за стандартни продукти за балансираща енергия за РАВРЧ

ВПЗ	Време за изключване	Минимално количество на офертата	Максимално количество на офертата	Резолюция на офертите	Срок на действие	Ценова резолюция
5 минути	По-кратка от времето за пълно задействане	1 МВт	9,999 МВт	1 МВт	15 минути	0.01 евро/МВтч

Стандартният продукт за балансираща енергия от РАВРЧ трябва да е делим и може да бъде задействан/деактивиран във всеки момент от срока на действие.

Променливите характеристики, които Доставчиците на услуги по балансиране определят при подаването на оферти, са: количество, посока и цена.

Съгласно рамковите условия на РАВРЧ приоритетите за оптимизация са следните:

Първо: максимизиране изпълнението на заявките за РАВРЧ;
Второ: минимизиране на количеството избрани оферти за стандартни продукти за балансираща енергия от РАВРЧ;
Трето: максимизиране на икономическия излишък;
Четвърто: минимизиране на мощностния обмен от РАВРЧ по границите на балансиране.

Това означава, че функцията по оптимизиране на задействането ще работи с правила за претеглени приоритети при наличие на множество решения. Комбинацията от първи и втори приоритет означава, че ако цялото търсене може да бъде нетирано (салдирано) и не настъпи претоварване, няма да има задействане (не се допускат насрещни задействания).

Създаването на Платформата за РАВРЧ е организирано чрез проекта за внедряване PICASSO, като техническите детайли, общите принципи за управление и бизнес процесите се разработват от участващите ОПС.

4. Рамкови условия за Европейска платформа за уравняване (салдиране) на небалансите

Съгласно рамковите условия за салдиране на небалансите, Платформата за салдиране на небалансите включва две функции:

4.1. Функция по салдиране на небалансите:

Участващите ОПС трябва да докладват най-малко следните входни данни за функцията по салдиране на небалансите:

• Непрекъснатите заявки за РАВРЧ в своята/ите зона(и) за регулиране на товарите и честотата;

• Непрекъснатата междузоновата преносна способност за съответните граници – разполагаемата преносна способност се актуализира в съответствие с чл. 37 на Регламент 2017/2195;

• Съображенията за експлоатационната сигурност в съответствие с член 150 от Регламент 2017/1485.

Функцията по салдиране на небалансите изчислява (и постоянно докладва на участващите ОПС) най-малко следните резултати:

• Корекцията, която ще се използва за регулиране на товарите и честотата на всяка зона за регулиране на товарите и честотата;

• Използваната междузоновата преносна способност.

Процедурата по салдиране на небалансите се изпълнява въз основа на комуникацията за регулирането на товарите и честотата на всеки ОПС с функцията по салдиране на небалансите, което дава възможност за реалновременно балансиране на моментно настъпващи небаланси на активната мощност.

4.2. Функция по междуоператорско уреждане:

Входните данни за функцията по междуоператорско уреждане включват поне:

• Планирания енергиен обмен от процедурата по салдиране на небалансите за всяка зона за регулиране на товарите и честотата;

• Цени, изчислени в съответствие с предложението за правила за междуоператорско уреждане по член 50, параграф 1 от Регламент 2017/2195.

Изходящите данни за функциите по междуоператорско уреждане включват поне:

• Количеството енергия за уреждане;

• Цените на уреждането;
• Сумите за уреждане.

Салдираните (уравнените) количества трябва да бъдат публикувани най-късно до 30 минути след края на съответния единичен пазарен период.

Описание на алгоритъма

Алгоритъмът на функцията по салдиране на небалансите има за цел намаляване на количеството насрещно задействана балансираща енергия между участващите ОПС. Салдирането (уреждането) на небалансите във всеки реалновременен оптимизационен цикъл се възлага на ОПС в зависимост от съотношението между заявката за РАВРЧ на даден ОПС и сумата от всички заявки за РАВРЧ на участващите ОПС.

Взаимодействието между участващите ОПС и функцията по салдиране на небалансите (в рамките на синхронна зона) е, както следва:

• Всеки участващ ОПС изчислява своята заявка за РАВРЧ и разполагаемата междузонова преносна способност за своята зона за регулиране на товарите и честотата;

• ОПС подават горепосочените входни данни към функцията по салдиране на небалансите;

• Функцията по салдиране на небалансите изчислява корекции на заявките за РАВРЧ при спазване на разполагаема междузоновата преносна способност и ги изпраща на ОПС;

• ОПС получават корекциите и ги спазват при задействането на балансираща енергия от РАВРЧ.

Проект за внедряване IGCC

Основата на IGCC (Международно сътрудничество по управление на мрежата) е поставена през 2010 г. от четири немски ОПС за да не се допускат насрещни задействания на РАВРЧ в рамките на немския блок за регулиране на товарите и честотата. През следващите години към проекта се присъединяват съседни ОПС. Към януари 2019 г. 11 ОПС активно уравняват небаланси чрез IGCC. IGCC е избран от ENTSO-E да стане проект за внедряване на платформата за салдиране на небалансите по Регламент 2017/2195 през февруари 2016 г., т.е. повече от година и половина преди Регламент 2017/2195 да влезе в сила. Основните причини за избора на проекта IGCC са солидният практически опит и разполагаемостта, достигаща над 99,9% от времето.

ТЕХНИЧЕСКИ ИЗИСКВАНИЯ ЗА СРАВНЕНИЕ ПРИ ИНДУСТРИАЛНИ ИНСТАЛАЦИИ ЗА АНАЕРОБНО РАЗГРАЖДАНЕ НА ТВЪРДИ ОРГАНИЧНИ ОТПАДЪЦИ

Анелия Иванова Цанова Донева

TECHNICAL REQUIREMENTS FOR COMPARISON OF INDUSTRIAL ANAEROBIC DIGESTION INSTALLATIONS OF SOLID ORGANIC WASTE

Anelia Ivanova Tzanova Doneva

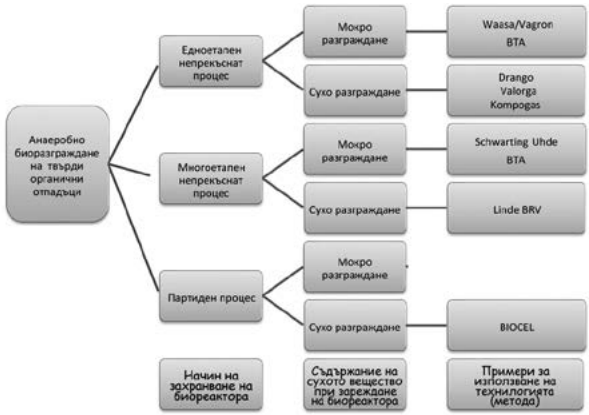
Abstract: The report examines the technical requirements for comparison of industrial installations involving several patented processes that have successfully proven their reliable operation in full-turn installations: BIOCEL (quantitative system), DRANCO, Valorga, KOMPOGAS (single-stage dry system), Waasa, BTA (one-stage wet system), Schwarting-Uhde (two-stage wet system) and Linde - BRV (two-stage dry system). This is the basis of comparison: quantity or continuous feeding, number of phases, total solid waste and operating temperature, mixing methods (injection with gas or with mechanical stirrer), the type of reactor (vertical or horizontal, rectangular or cylindrical).

Стимулирани от повишеното търсене на анаеробен биореактор за твърди органични отпадъци, няколко варианта за индустриални инсталации са били разработени през последните две десетилетия.

Съществуват много различни процеси, които се предлагат на пазара. Процесите са патентовани според няколко основни свойства: количество или непрестанно подаване, брой фази, общ брой на твърди отпадъци и операционна температура. Методите на смесване (впръскване с газ или с механични бъркалки), типът на реактора (вертикален или хоризонтален, правоъгълен или цилиндричен) са също параметри, необходими за получаването на патенти. Фиг. 1. представя наличните технологии за анаеробно разграждане на твърд органичен отпадък на европейския пазар.

Няколко патентовани процеси успешно са доказали тяхното надеждно действие в пълно-оборотни инсталации: BIOCEL (количествена система), DRANCO, Valorga, KOMPOGAS (едноетапна суха система), Waasa, BTA (едноетапна мокра система), Schwarting-Uhde (двуетапна мокра система) и Linde - BRV (двуетапна суха система).

„BIOCEL"-системата е базирана на количеството сухо органично вещество при анаеробно разграждане. Общата концентрация на твърди



Фиг. 1. Технологии за анаеробно разграждане на твърди органични отпадъци

частици от твърди органични отпадъци, като и субстанцията за подхранване се поддържа на 30-40 % сухо вещество. Процесът се осъществява в няколко правоъгълни бетонни биореактора имащи мезофилна 35-40^{0}C температура. Преди захранването, пресен био-отпадъчен субстрат и инокуланти (вторична биомаса от предишни захранвания) са смесени. Типичното време на задържане при този процес е между 15 и 21 дни [1]. Работеща на максимални мощности инсталация „BIOCEL" успешно е обработила зеленчукови, градински и плодови отпадъци с капацитет 35000 тона за година. Около 310 килограма висококачествен компост, 455 килограма вода, 100 килограма пясък, 90 килограма биогаз, имащ средно съдържание на метан 58% и 45 килограма инертни отпадъци са произведени от всеки тон обработен отпадък [2].

Системата „DRANCO" (сухо анаеробно биологично разграждане) включва едностепенна система за анаеробно разграждане. Въпреки, че се оперира с термофилна температура (50-55^{0}C), операции с мезофилна температура (35-40^{0}C) също могат да се приложат за специфични отпадъчни потоци [3]. Обикновено, една част от разложената маса се използва за инокулант и се смесва с шест до осем части пресен субстрат. Няма уреди за смесване, освен природното движение надолу на отпадъка, което е предизвикано от прясното захранване и отстраняването на вторична биомаса [4, 5, 6]. „DRANCO" е считан за ефективен при обработването на твърди отпадъци с 20-50% от общия брой твърди

частици. Времето на задържане е между 15 и 30 дни и добивът варира между 100 и 200 м^3/тон захранване с отпадъци [7].

Системата „Valorga" е едностепенен процес на сухо анаеробно разлагане, който използва цилиндричен реактор работещ на мезофилни и на термофилни температури. Подготвителна обработка, преди захранването, включва: сухо разделяне за да се премахне тежката част и други замърсители, смачкване на биоотпадъците от 8мм, настройване на съдържанието на твърди части за да стане 25-32%, като за това се смесва с вода [8, 9]. Времето на задържане за тази система е типично между 18 и 25 дена при мезофилни температури с добив на биогаз от 80 до 160 м^3/тон захранване, в зависимост от типа на твърдия отпадък [7]. Технически недостатък на системата е, че входовете за газово впръскване много лесно се задръстват. Според [4,5] функционирането на термофилния „Valorga" в Швейцария е бил спрян за относително дълго време, поради голямо количество седименти (пясък, чакъл и др.) в основата, което е възпрепятствало функционирането на смесващото съоръжение и е понижило активния капацитет на биореактора.

Системата „KOMPOGAS" е едностепенен процес на сухо анаеробно разлагане. Процесът на ферментация се осъществява в хоризонтален поточен реактор с термофилна температура. Преди захранване, твърдите отпадъци са механично предварително обработени за да се махнат нечистотиите и да се намали размера на субстрата. Пренастройване на общото съдържание на твърди части чрез прибавянето на вода се прави за да се получи концентрация от общия брой твърди частици около 23 до 28%. Ако стойностите на общия брой твърди частици са по-малки от тази граница, тежки частици като пясък и стъкло потъват и се акумулират вътре в реактора, докато по-високи стойности могат да предизвикат по-голямо съпротивление на потока [10]. Времето на задържане за тази система варира от 15 до 20 дни. Според [11] при три вида отпадъци (а именно: боклук и отпадъци от хотели, градински отпадъци и стара хартия) са били смесени при различни съотношения за да контролира съотношението между въглерод и азот преди да бъде захранена „KOMPOGAS".

Процесът „Waasa" е мокра едностепенна система за анаеробно разлагане и функционира както с мезофилни така и с термфилни температури. Относително сложен процес на предварителна обработка, включващо механично сортиране, миенето на отпадъците трябва да се извърши преди захранването. Сортиращата апаратура произвежда вторични продукти като например относително висок калоричен поток от RDF (отпадъчно гориво), метални частици, хартиени и пластмасови частици. Според [7] пълнооборотна инсталация за обработване „Waasa", която е работила

паралелно на двете температури при термофилния процес е било необходимо 10-дневно време за задържане в сравнение с 20 дневното време на задържане при мезофилния процес.

„BTA" процесът е съставен от две основни стъпки: хидро-механично предварително обработване и процес на анаеробно разлагане. По време на хидро-механичното предварително обработване твърдите части са разредени с циркулираща оборотно вода от процеса за да бъде постигнато максимално съдържание на твърди части от 10%. Едностепенните системи са главно за относително малки, децентрализирани площадки за обработка на отпадъци, докато многостепенните системи са главно за инсталации с капацитет от повече от 50 000 тона за година. Температурата в процеса „BTA" се подържа в мезофилния диапазон, обикновено на 35^0C и смесен реактор. В зависимост от съставките на отпадъците, добивът на газ варира между 80 и 120 $м^3$/тон от биоотпадъци [10, 7, 12].

Schwarting-Uhde - процес на двустепенно мокро анаеробно разлагане, който се осъществява чрез серия от два вертикални поточни реактора. Първият реактор работи с мезофилни температури за процесите на хидролиза, докато втория реактор работи с термофилни температури за метаногенеза. Сортирания в началото биоотпадък е смлян за да се намали рамера на частиците и е разреден до концентрация на общия брой твърди частици от около 12%. Времето на задържане в двата реактора е около 5 до 6 дни, като се получава общо време на задържане от 10 до 12 дни. Поради високия риск от задръстване на перфорираните плочи, процесът „Schwarting-Uhde" е подходящ само за обработване на относително чисти високо биоразградими биоотпадъци [13, 4].

Процесът „Linde-BRV" може да се възприеме като двустепенно анаеробно разлагане. Сместа е предварително разградена [4]. Процесът обикновено подържа термофина температура, но модификация към мезофилна температура също е възможна. При термофилния процес, времето за задържане е около 21-25 дни с темп на органично натоварване от 8kg от общия брой твърди частици [4, 14]. Съдържание на сухо вещество от 15 до 45 %. Няма риск от образуване на плаващи повърхностни слоеве и има по - малка енергоемкост. Подходящ само за "сухи „ субстрати.

В литературата могат да бъдат намерени различни основни категории параметри – технически изисквания: експлоатационни, които могат да се определят чрез измерване и такива, които могат да се пресметнат въз основа на измерените данни. За да се оценят работните възможности на инсталацията трябва да се извърши оценка на повече критерии. Оценки, базирани на един параметър не могат да дефинират процеса. Задължително трябва да бъдат включени и икономически параметри, за

да се определи дали инсталацията може да осигури възвращаемост на инвестициите в приемлив период от време.

Литература

[1] Brummeler, E., 2000. Full scale experience with the BIOCEL process. Water science and technology. Vol. 41 (3): 299-304.

[2] CADDET (Centre for analysis and dissemination of demonstrated energy technologies), 2000. Batch anaerobic digestion of green waste in a BIOCEL converter. http://attfile. konetic.or.kr/kinetic/xml/use/31C3A0300618.pdf

[3] Baere, et al., Anaerobic digestion of solid waste. Waste management world: www.waste-management world.com/articles/article_display. cfm?ARTICLE_ID =339836&p=123

[4] Vandevivere et al., 2002 Types of anaerobic digesters for solid wastes (in: Biomethanization of the organic fraction of municipal solid wastes, J. Mata-Alvarez-ed.), Amsterdam: IWA

[5] Edelmann et al., 2005. More than 12 years of experience with commercial anaerobic digestion of the organic fraction of municipal solid wastes in Switzerland. Key note lecture on congress: Anaerobic digestion of solid waste (ADSW2005). http://www.arbi.ch/ADsw.pdf

[6] Baere, L., 2008. The DRANCO process: a dry continuous system for solid organic waste and energy crops. Proceedings of international symposium on anaerobic dry fermentation. Berlin: Feb. 20-22, 2008. http://www.ows.be /pub/Dranco-Process_IBBKfeb08.pdf

[7] Nichols, C.E., 2004. Overview of anaerobic digestion technologies in Europe. BioCycle. Vol. 45 (1): 47.

[8] Fruteau de Laclos, H., Desbois, S. and Saint-Joly, C., 1997. Anaerobic digestion of municipal solid organic waste: Valorga full-scale plant in Tilburg, the Netherlands. Water science and technology. Vol. 36: 457–462.

[9] Karagiannidis and Perkoulidis, 2009. A multi-criteria ranking of different technologies for the anaerobic digestion for energy recovery of the organic fraction of municipal solid wastes. Bioresource technology. Vol. 100: 2355–2360.

[10] Chavez-Vazquez and Bagley,2002Evaluation of the performance of different anaerobic digestion technologies for solid waste treatment. CSCE/ EWRI of ASCE International conference on environmental engineering. Niagara http://gis.lrs.uoguelph.ca/AgriEnvArchives/bioenergy/download/ an_dig_u_toronto_2000.pdf

[11] Nishio and Nakashimada (2007) Recent development of anaerobic digestion processes for energy recovery from wastes. Journal of bioscience

and bioengineering. Vol. 103 (29): 105–112.
[12] Haines, 2008 The BTA® process. Workshop presentation: Implementing anaerobic digestion in Wales. Nov. 11, 2008.http://www.swea.co.uk/downloads/Biogas_ROBYN.pdf
[13] Lissens, et al., 2001; Solid waste digestors: process performance and practice for municipal solid waste digestion. Water science and technology. Vol 44 (8): 91-102.
[14] Zaher et al., 2007, Producing energy and fertilizer from organic municipal solid waste. Olympia, WA: Department of Biological Systems Engineering, WSU.http://www.ecy.wa.gov/programs/ swfa/solidwastedata/

Гл. ас. д-р Анелия Иванова Цанова Донева, катедра Химия, Технически Университет – София, ntzanova@tu-sofia.bg

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ОБЩИЯ ЕНЕРГИЕН БАЛАНС В БЪЛГАРИЯ КЪМ 2050 ГОДИНА

Христо Василев, Петър Алексиев,
Радослав Кючуков, Румен Киров

Резюме

В настоящата работа е разгледано съставянето на прогнозния общ енергиен баланс на Република България към 2050 г., в контекста на методологията на енергийното прогнозиране и съставянето на енергийния баланс на Германия. Балансът е съобразен с динамиката на икономическото и демографското развитие. Представен е подход за енергийна трансформация на транспорта. За земеделски трактор е представен сравнителен енергиен анализ при приложение на дизелово и водородно гориво. Разгледан е енергийният преход – като развитие на енергийното потребление, осигурено с възобновяеми енергийни източници. Разгледани са тенденциите и ценовите особености на инвестиционните аспекти на енергийния преход.

Abstract

This paper examines the compilation of the forecast total energy balance of the Republic of Bulgaria by 2050, in the context of the methodology of energy forecasting and the compilation of the energy balance of Germany. The balance is in line with the dynamics of economic and demographic development. An approach for energy transformation of transport is presented. For an agricultural tractor, a comparative energy analysis is presented using diesel and hydrogen fuel. The energy transition is considered - as a development of energy consumption provide energy transition are considered.
Keywords*: Energy Balance; Methodology; Energy Consumption; Renewable Energy Sources; Agricultural Tractor*

ВЪВЕДЕНИЕ

Общият енергиен баланс (ОЕБ) е съвкупност от енергийните баланси на всички енергийни продукти, които се потребяват в страната, в единна обща мерна единица.

Производството на първична енергия е производството на базата на

суровини, добити в страната и национални природни енергийни ресурси. В брутното вътрешно енергийно потребление, съгласно нова методология (в сила от 2017 г.) се включва и топлината от околната среда.

Крайното енергийно потребление е разходът на горива/енергия, при чието изгаряне/използване не се получават други енергийни продукти. Тук се включва и разходът на горива за произведената от заводските централи топлинна енергия за собствени нужди (отопление + технологични нужди.)

ИЗЛОЖЕНИЕ

Енергиен баланс на Република България. Съществуващо положение

Общият енергиен баланс на Република България за 2017 г. е представен в табл. 1. Базиран е на националната статистика [1].

Таблица 1 Общ енергиен баланс на Република България. Състояние към 2017 г.

№		хил. т. н. е.	TWh
1	Брутно вътрешно потребление	18 898	~ 220
2	Вложено в преобразуване	20 108	~ 234
3	Получено от преобразуване	13 337	~ 155
4	Енергиен сектор	1126	~ 13
5	Загуби при разпределение	486	~ 5.65
6	Налични за крайно потребление	10 276	~ 120
7	Крайно неенергийно потребление	477	~ 5.55
8	Крайно енергийно потребление	9738	~ 111

От представените в табл. 1 резултати се установява, че крайното енергийно потребление е 111 TWh, докато вложените в преобразуване енергийни продукти са 234 TWh, т.е. ефективността на преобразуването е 47.4 %.

В табл. 2 са представени данните за крайното енергийно потребление в страната за 2017 г. [1]

Таблица 2 Крайно енергийно потребление на Република България. Състояние към 2017 г.

		х. т. н. е.	TWh	%
1	Общо	9738	113,3	100
2	Индустрия	2721	31,7	28
3	Транспорт	3325	38,7	34
4	Домакинства	2319	27	24
5	Търговия и обществени услуги	1120	13	11,5
6	Селско стопанство	173	2	1,8
7	Други			

На диаграмата на фиг. 1 е представена структурата на крайното енергийно потребление през 2017 г.

Фиг. 1. Структура на енергийните ресурси в крайното енергийно потребление през 2017 г.

Брутното производство на електрическа енергия включва:

• произведената електрическа енергия от всички електрически централи (измерена на изходните клеми на генераторите);

• потреблението на енергия по отрасли не включва собствените нужди на централите и загубите от пренос ;

Потреблението на енергия по отрасли не включва собствените нужди на централите Производството на топлинна енергия представлява:

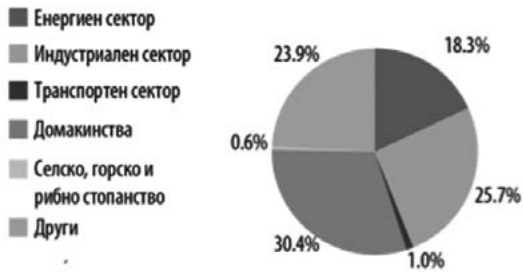
• брутно произведената топлинна енергия от обществените централи;

• само продадената топлинна енергия от заводските централи.

На диаграмата на фиг. 2 е представена структурата на потреблението на електрическата енергия по отрасли с отчитане загубите на електроенергия, които имат съществен дял в баланса. Общото електропотребле-

ние през 2017 г. е 49 318 GWh.

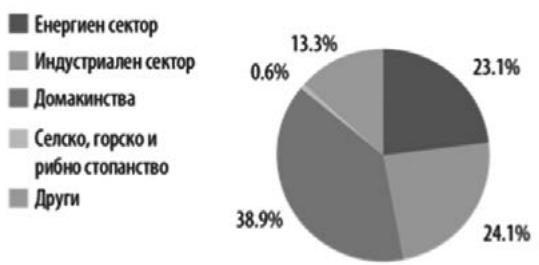
На диаграмата на фиг. 3 е представена структурата на потреблението на топлинна енергия по отрасли. Общото потребление на топлинна енергия през 2017 г. е 12 269 GWh.



Фиг. 2. Структура на потреблението на електрическа енергия по отрасли през 2017 г.

Енергиен баланс на Германия. Прогноза към 2050 г.

Германската асоциация за възобновяема енергия (Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE)) разработи иновативно предложение за общ енергиен баланс на Германия за 2050 г. [2]. BNE издаде Бяла книга, съгласно която Германия има потенциал да достигне 1000 GW инсталирана фотоволтаична (PV) мощност до 2050 г. [2]. Според Роберт Буш, управляващ директор на BNE, енергийният преход в електроенергийния сектор



Фиг.3. Структура на потреблението на топлинна енергия по отрасли през 2017 г.

ще приключи скоро. Тогава ще бъде поставен въпросът за декарбонизация на секторите за отопление и транспорт чрез директна електрификация. Има и други трудноусвоими сектори за декарбонизация, като някои производства от тежката индустрия, тежкотоварен автомобилен транспорт на дълги разстояния, авиация и корабоплаване, където директната електрификация е недостатъчна. В тези отрасли ключова роля ще играе т. нар. „зелен водород“, който е най-изгодното и устойчиво решение за пълна декарбонизация. Това ще изисква производството на големи количества електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници: фотоволтаици; вятърна енергия; биоенергия. BNE прогнозира крайното енергийно потребление в Германия към 2050 г. да достигне 1600 TWh.

BNE прогнозира, че вятърната енергия от морето и сушата и биоенергията в Германия ще могат да осигурят около 40 % от енергийните нужди или 666 TWh към 2050 г. При това положение около 1000 TWh енергия ще се произведе от PV централи с обща инсталирана мощност от 1 TW.

BNE предлага да се използват различни PV централи (полеви PV, покривни BIPV, Agro PV и др.). При това положение ще бъде необходимо осигуряване на краткосрочно и дългосрочно съхранение, за да се поемат върховите (пиковите) натоварвания в мрежата и последващо използване на слънчевата енергия, особено през зимния сезон. Това може да се реализира чрез директно преобразуване на електрическата енергия във водород в електролизери и последващо сезонно съхранение.

Около 500 GW фотоволтаични (PV) мощности ще бъдат изградени като покривни, фасадни и други, а останалите 500 GW ще бъдат изградени като полеви. За тази цел ще е необходима площ от около 5 000 km^2. В момента Германия използва площ от около 24 000 km^2 за отглеждане на енергийни култури. Ако тези райони бъдат покрити с PV централи, вместо с енергийни култури, те ще произвеждат около 30 пъти повече енергия в сравнение с енергията, получена от енергийните култури. В същото време земеделските райони ще бъдат подобрени по отношение на биоразнообразието. При условие, че в тези райони се използват Agro PV, съществено ще се увеличат добивите от земеделска продукция и ефективността на PV централите. Следователно бъдещата енергийна система в Германия ще заеме по-малки площи от днешната и би увеличила значително и надеждно биологичното разнообразие.

Според изчисления на BNE, цената на енергията, генерирана от големи децентрализирани PV централи до потребителите с минимални мрежови такси, ще бъде около 25 €/MWh, а в съчетание със съхранение на батерии - около 30...40 €/MWh. Значителното намаление цените на електролизерите ще позволи цената на зеления водород да се намали до

около 1.25 €/kg до 2030 г. По този начин зеленият водород ще се конкурира с водорода, произведен от изкопаеми горива.

Изследователи от Австралийският национален университет (ANU) са експериментирали нов метод за преобразуване на слънчевата енергия във водород. При този метод отпада необходимостта от електролизери и трансформацията „DC-AC-DC“, т.е. отпада и необходимостта от изграждане на нова преносна мрежа или разширение на съществуващата. Те постигат това чрез самостоятелно слънчево разделяне на водата посредством тандемни абсорбери от Perovskit-Silicon. Това е полупроводникова фотоелектродна клетка (PEC) която е потопена във воден електролит и поглъща светлинните фотони, генерира електрони, които участват в реакцията на отделяне на водород и в реакцията на отделяне на кислород. С разработения експериментален модел е постигната ефективност от 17.6 %.

Получените резултати са доказателство, че методът предлага огромни възможности за по-нататъшно подобряване на ефективността и намаляване на разходите чрез оптимизиране на отделните компоненти и замяна на скъпите катализатори с нови ниско ценови решения. Авторите правят заключението че произвеждания от тях зелен водород ще ценово конкурентен на природния газ в много страни [29].

Като се отчете факта, че всички прогнози за цените на PV и вятърната енергия се оказват консервативни, е възможно цените на енергията и водорода в Германия да бъдат още по-ниски (15-20 €/kWh и под 1 €/kg водород).

Енергиен баланс на Република България към 2050 г. Контекст на методологията на BNE

Общият енергиен баланс (ОЕБ) на Република България към 2050 г. трябва да бъде съобразен със стратегическите цели на страната и той не може да се различава съществено с показателите на ОЕБ на водещите икономики в Европейския съюз, в т.ч. на Германия. Предлага се да се приложи методологията на BNE за реализиране на ОЕБ на България към 2050 г.

Крайното енергийно потребление на една страна в определена степен зависи от брой на жителите, брутния вътрешен продукт и от нивото на технологиите в индустриалния сектор, комуналния сектор, земеделието и др.

Разпространението на новите технологии в рамките на ЕС се осъществява без бариери, поради свободното движение на хора, капитали и

стоки. Между икономиките на България и Германия съществува силна интеграция, която се очаква в следващите десетилетия да се задълбочава.

Поради това енергоемкостта на БВП на българската икономика постепенно ще намалява и ще се доближава до тази на Германия. Това означава преобразуване на всяка дейност в съвременния живот и във всеки сектор на икономиката : индустрия, транспорт, сгради, енергетика и земеделие. За това ще способстват и европейските стандарти (EN), които България трябва да изпълнява. Така например стандартът за сгради с енергийно потребление близко до нулевото [3] се очаква към 2050 г. да намали енергийните разходи на сградите в България с повече от 4 пъти, спрямо съществуващите в момента. Съществено влияние върху енергетиката на България ще окаже т. нар. „Зелена сделка“ (GREEN DEAL) на Европейския съюз (ЕС).

В табл. 3 са представени брой на населението, брутен вътрешен продукт (БВП) на жител и общ БВП за България и Германия.

Таблица 3 Брутен вътрешен продукт на Германия и България

Държава	Показател		
	Население, брой жители към 01.01.2019 г.	БВП на жител, €/ жител	БВП на страната, млрд. €
България	7 000 039	8 600	60.2
Германия	83 019 214	41 340	3 432

Стратегическите цели на България през следващите години трябва да бъдат следните:

- Спиране на обезлюдяването на страната и последващо бавно нарастване на броя на жителите основно в обезлюдените райони;
- Повишаване на доходите в България и излизане от състоянието „Най – бедна страна в ЕС“;
- Подобряване на качеството на живот;
- Утвърждаване на „Върховенството на закона“.

Тези цели са взаимносвързани.

При условие, че се възприеме предложения модел за решаване на демографските проблеми в страната и ускорено развитие на обезлюдените и обезлюдяващи се райони (Приложение 1 [19]), могат да се очакват средни стойности на темп на годишен икономически растеж за различни времеви периоди, представени в табл. 4. Приетите темпове на икономически растеж са напълно възможни и те се базират на резултатите от из-

следванията, проведени в предложения модел за ускорено икономическо и демографско развитие. Моделът се възприема от консервативно мислещите политици като „Утопия“, но той е базиран на реални технологии, на реални цени и данъчни политики, на реални финансови механизми и на реалната мечта на основната част от младите хора да успеят в собствената си страна. За реализацията на този модел е необходима политическа воля. Ако през следващите години България разчита на консервативни или умерено консервативни модели на развитие на икономиката и енергетиката, тя няма да излезе от състоянието „Най-бедната страна в ЕС“ и няма да може да постигне стратегическите си цели.

Таблица 4 Темп на годишния икономически растеж

№ по ред	Показател	Мярка	Времевипериод		
			2020 – 2030 г.	2031 – 2040 г.	2041 – 2050 г.
1	Средногодишно нарастване на БВП	%	6,5	5,5	4,5
2	БВП на страната в края на периода	млрд. €	113	193	300
3	Население в края на периода	милиона жители	7,9	8,4	8,9
4	БВП на жител	€/жител	14 304	22 976	33 707

От представените резултати в табл. 4 се вижда, че БВП на страната ще се увеличи около 5 пъти, като един от основните „двигатели“ на този икономически растеж ще бъде предложеният модел за „Икономическо и демографско развитие на обезлюдяващите се селски райони“. За практическата реализация на модела съществуват всички необходими условия:

- неограничени европейски и глобални пазари за произвежданата продукция;
- необходими площи обработваема земя;
- подходящи климатични, хидрологични и почвени условия;
- свободни финансови средства на глобалните пазари;
- млади хора (от страната и от българската диаспора), които желаят да развиват собствен бизнес при разполагаемите финансови и битови условия.

Ще намери решение и демографският проблем, ще се създаде средна класа в селата, ще се възстанови икономическият, културният и духовният живот в българските села, ще се “напълнят“ селските училища с

ученици, като всичко това ще се случи с минимални публични средства. За да се реализира проектът, трябва политическа воля.

В табл. 5 са представени прогнозните стойности на показателите на крайното енергийно потребление на България и Германия.

Таблица 5 Крайно енергийно потребление на Германия и България

Държава	Показател				
	Население, брой жители към 2050 г.	БВП на жител към 2050 г. €/жител	БВП на страната към 2050 г., млрд. €	Крайно енергийно потребление, TWh/година	Енергоемкост на БВП, KWh /1000 € към 2050 г.
България	8.9 милиона	33 707 (табл.4)	300	***81.3****	271
Германия	83 милиона	81 760 (ръст 2,5 %)	6 786	1 600 (според изчисления на BNE)	236

Забележка (*) Стойността на крайното енергийно потребление (КЕП) на Република България през 2050 г. е определена при условие, че енергийните разходи към тази година за единица БВП са с около 15 % по-високи от тези в Германия:

$КЕП_{BG} = 1.15\ КЕП_{DE}$ x $БВП_{BG} / БВП_{DE}$ =

= *1,15 x 1600 TWh x 300*млрд. €/6786 млрд.€ = *81.3 TWh/година, (1)*

където $БВП_{BG}$ и $БВП_{DE}$ са стойностите на брутния вътрешен продукти на България и Германия към 2050 г.

В настоящият момент крайното енергийно потребление в страната за 2017 г. е $КЕП_{BG2017}$ = 111 TWh/година [1]. Естествено възниква въпросът: в следствие на какви енергийни трансформации и енергийни политики $КЕП_{BG2050}$ ще се намали на 81.3 TWh/година, т.е. с около 25 %, въпреки увеличението на БВП за периода от 2017 до 2050 година от 60,2 млрд. € на 300 млрд. €, т.е. увеличение с 498 % и увеличение на броя на жителите към 2050 година с около 1.9 милиона спрямо 2020 година ?

Енергийна трансформация в транспорта

В табл. 6 са представени енергийните разходи (kWh/100 km) на един лек автомобил среден клас от съществуващия автомобилен парк в страната и един електромобил среден клас към 2050 г.

Енергийната плътност на съществуващите литиево-йонни („Li-ion“) батерии за електромобили „TESLA“ е около 160 Wh/kg, т.е. батерия 85 kWh има маса 540 kg. Към 2050 г. вследствие подобряването на технологиите енергийната плътност се очаква да се повиши до 500 Wh/kg.

Таблица 6 Енергийни разходи на автомобили. Съществуващо положение и прогноза към 2050 г.

№ по ред	Вид на автомобила	Разход на гориво	Разходи, kWh/100 km	Процентно съотношение на разходите
1	Съществуващи, среден клас	7 l/100 km (комбиниран разход)	87,5	100 %
2	Електромобили „TESLA – S“, 2020 г.	185 Wh/km	18,5	21 %
3	Електромобили среден клас, 2050 г.	145 Wh/kg (вследствие намаляване теглото на батериите	14,5	16,6 %

Към 2050 г. споделените пътувания ще бъдат масово разпространени и това ще доведе до допълнително намаляване на енергийните разходи в сектор „Транспорт“. В настоящия момент тежкотоварният автомобилен транспорт (ТИР), пътническият автотранспорт и лекотоварният транспорт са основно на базата на дизелово гориво. При тези типове транспорт ефектът от електрификацията им или преминаването на зелен водород е с около 20% по-нисък в сравнение с леките коли.

Значителни енергийни трансформации се очакват в леката авиация. В края на м. май 2020 г. беше проведен тестов половинчасов полет на 9-местен електрически самолет на „Cessna eCaravan“ на разстояние 160 km. Разходите за електрическа енергия за този полет са 6 $, докато разходите за същия самолет с двигател с вътрешно горене (ДВГ) са 300 – 400 $ [20]. При компактните размери на електрическия двигател, дизайнът на самолета е променен, като е намалено аеродинамичното му съпротивление. Ако фюзелажът и крилата на самолета се покрият с тандемни PV-клетки, при слънчево време енергийните разходи за един полет могат да се намалят допълнително с около 40 %.

Въздушните електрически таксита могат да конкурират пътническите автобусни превози и големите самолетни линии. Така например,

полет от София до черноморските курорти ще има: продължителност средно около 1,5 h; цена на билета - с около 30 % по-ниска от автобусните билети; чувствително по-добър комфорт при по-малък брой пътници; кацане и излитане на летището за леки самолети на курорта; в крайна сметка - нулеви емисии. На настоящия момент на развитие на технологиите, такива полети са конкурентни с дължина на полета до 800 km. С увеличаване на енергийната плътност на батериите ще се увеличава и дължината на полетите. Около 45 % от глобалните полети са до 800 km.

Този пример показва, че в следващите години предстоят значителни промени в авиацията.

По подобен начин ще се развиват и процесите във водния транспорт. В табл. 7 са представени резултатите от сравнителен анализ на енергийните разходи за две модификации за корабно задвижване, базирано на следните горива:

- конвенционално (дизелово);
- водородно.

Таблица 7 Енергийни разходи за корабно задвижване, базирано на конвенционално и водородно гориво

			Корабно	задвижване
№ по ред	Показател	Единица	Конвенционално (дизелово)	Водородно
1	*2*	*3*	*4*	*5*
1	Цена на горивото с ДДС	€/kg	1 €/kg	1,25 €/kg
2	Енергийно съдържание	kWh/kg	12,5	39,39
3	Ефективност на енергийните трансформации	%	ДВГ – генератор-блок за управление -двигател 28 %	Горивна клетка- блок за управление -двигател 55 %

4	Получена полезна енергия на вала на витлото от 1 kg гориво	kWh/kg	4,2	21,66
5	Цена на полезната енергия	€/kWh	0,238	0,058
6	Относително съотношение на разходите	%	100	24

Следователно, с въвеждане корабно задвижване, базирано на водород, ще се постигнат:

- намаление на крайното енергийно потребление – 5,2 пъти;
- намаление на разходите за гориво - около 4 пъти;
- нулеви емисии.

С достатъчна за практиката точност може да се приеме, че вследствие на електрификацията на сектор „Транспорт“ и на споделените пътувания, годишните енергийни разходи ще се намалят повече от 5 пъти към 2050 г., спрямо тези - през 2017 г. (т.е. от 38,7 TWh/година през 2017 г. ще бъдат под 8 TWh/година през 2050 г.).

В момента се разработват и плавателни съдове с електрическо задвижване и захранване от PV панели + батерия [22].

Сравнителен енергиен анализ за земеделски трактор, задвижван с различни горива – дизелово и водородно

Извършен е сравнителен енергиен анализ на земеделски трактор с мощност 110 kW, задвижван с приложение на конвенционалното – дизелово гориво и с водородно гориво. От представените резултати в табл. 8 се вижда, че следствие на прехода от дизелово към водородно гориво, енергийните разходи за механична тяга в земеделието ще се намалят около 5 пъти.

Таблица 8 Сравнителен енергиен анализ при приложение на дизелово и водородно гориво за ззадвижване на земеделски трактор с мощност 110 kW

№ по ред	Показател	Единица	Гориво	
			Дизелово гориво с резервоар 180 l/150 kg	Водородно гориво с бутилка 40 kg водород 700 bar+75 kWh Li-jon батерия
1	Цена на горивото	€/kg	1	1,25
2	Енергийно съдържание	kWh/kg	12,5	39,39
3	Ефективност на енергийните трансформации	%	30 Двигател, скоростна кутия, диференциал	56 Горивна клетка + блок за управление + 2 бр. електродвигатели
4	Получена полезна енергия на задвижващите колена от 1 kg гориво	kWh/kg	3,75	21,66
5	Продължителност на работа с едно зареждане при дълбока оран, т.е. 70 % от номиналната мощност или 77 kW	h	8,2	12,2
6	Разход на гориво за моточас при дълбока оран и стойност на изразходваното гориво	kg/h	18,3	3,56
		€/h	18,3	4,4
7	Цена на полезната енергия	€/kWh	0,3	0,058
8	Съотношение на разходите	%	100	19,3

Забележка: Масата на двете модификации на земеделския трактор 110 kW е приблизително една и съща.

Развитие на енергийното потребление.
Възобновяемите енергийни източници в енергийния преход

Енергийното потребление в сградния фонд се очаква да се намали до 2050 год. около 4 пъти (в това число са включени и енергийните разходи на новопостроените сгради с близко до нулевото потребление), т.е. да спаднат под 7 TWh /година към 2050 година, като се намали повече от 5 пъти [19].

В периода до 2050 г. съществуващите индустриални производства ще се модернизират и енергийните разходи за единица продукция в повечето случаи ще се намалят в пъти. Това създава предпоставки енергийните разходи в индустриалния сектор да се намалят въпреки „планираното“ нарастване на БВП до 2050 г. около 2 пъти. Изграждането на нови енергоемки производства ще бъде сведено до минимум. В IT сектора и в много други сектори ще бъде въведена добрата практика „Home office”. Електронизацията на дейностите и институциите (електронно правителство, електронни общини, електронни министерства и агенции, електронно здравеопазване и др.) ще доведе до чувствително ограничаване на енергийните разходи. Така че получената стойност на крайното енергийно потребление от 81.3 TWh в общия енергиен баланс на България към 2050 г. ($ОЕБ_{BG-2050}$) е определена на основата на реални технологии, за реални политики (GREEN DEAL) и на реални индустриални стандарти. Така например в Германия $ОЕБ_{DE-2019}$ е около 2500 TWh, а $ОЕБ_{DE-2050}$ се очаква да бъде 1600 TWh, т.е. намаление с 36 %, въпреки близо двукратното увеличение на $БВП_{DE-2050.}$

Основен инструмент на зелената сделка на ЕС (GREEN DEAL) е т. нар. ака наречения „Механизъм за справедлив преход (JTM)“, който има за цел да финансира прехода на континента към неутрална за климата икономика до 2050 г. Механизмът ще представи целенасочена подкрепа за мобилизиране на поне 100 млрд.€ за периода 2021-2027 г. в най-засегнатите региони, за да се облекчи социално икономическото въздействие на прехода. За да имат достъп до фондовете, 27-те държави членки трябва да изготвят собствени програми за преход, като се определят районите, които ще бъдат засегнати най-силно от прехода към зелена енергия и начертаят пътища за екологично възстановяване до 2030 г. [28]. Каква ще бъде финансовата помощ за България?

Успешен глобален енергиен преход към възобновяеми енергийни източници ще нанесе значими икономически удари на силно зависимите от износа на въглеводороди държави (като Бразилия, Нигерия, Русия, Саудитска Арабия, Венецуела и др.). Същевременно в много държави постепенно

ще се премахне зависимостта от вноса на изкопаеми горива [10]. Големите печеливши в този преход обаче ще бъдат притежателите на интелектуална собственост и на върхови технологии за производство на възобновяема енергия и нейното краткосрочно и сезонно съхранение. В това отношение Китай, държавите от Европейския съюз (ЕС), Япония и САЩ се позиционират в максимална степен, за да получат дивиденти от енергийния преход. Годишните приходи от интелектуална собственост и производство и монтаж на оборудване за възобновяема енергия, и нейното съхранение в глобален мащаб, ще бъдат съпоставими с приходите от глобалната автомобилна индустрия. Броят на глобалните работни места се прогнозира да достигне 84 милиона към 2030 год., при 41 милиона към момента. Франция, която е световен лидер в относителния дял на атомната енергия, предвижда изграждането до 2026 г. на 44 GW фотоволтаични (PV) мощности [8]. Холандия, която е най-гъстонаселената страна в ЕС, предвижда изграждането до 2050 г. на 100 GW фотоволтаични (PV) мощности [9]. Полша ще достигне целта си от 7.8 GW слънчева енергия според „Националния план за енергия и климат“ до средата на десетилетието вместо до 2030 [30]. Естествено, възниква въпросът: Какво ще получи България от енергийния преход ? Само чиста и евтина енергия или и допълнителни дивиденти от интелектуална собственост и от производствени мощности?

За да излезе от състоянието на „Най-бедната и обезлюдяваща се страна в Европейския съюз“, България задължително трябва да участва в разпределението на дивидентите в този значим сектор в глобалната икономика през следващите три десетилетия.

С какви ВЕИ генериращи мощности може да се осигури годишно производство на 81.3 TWh в България ?

Отчитайки бурното развитие на PV и вятърните технологии, България има значителен потенциал за фотоволтаична (PV) енергия – средно 1,4 MWh/год. за 1 kWp инсталирана PV мощност. В сравнение с Германия, потенциалът от вятърната енергия е значително по-малък. Характерна особеност на ОЕБ в България е, че страната разполага със значителни количества растителна биомаса от горското и селското стопанство. Около 1 милион домакинства се отоплят с дърва, като през лятото си доставят дърва, а през отоплителния сезон ги използват. Това е форма на сезонно съхранение на енергия, но в следващите години получаването на топлинна енергия ще се електрифицира (чрез топлинни помпи), а биомасата (дърва + растителни отпадъци) ще се складира през летните месеци в специални регионални депа, а през отоплителния сезон чрез

газификация ще се получава зелен газ. От зеления газ, чрез парогазови централи (ПГЦ) или горивни клетки (ГК), ще се генерира електрическа енергия, като топлинна енергия ще се получава чрез топлинни помпи с SCOP ≥ 5.5 (т.е. с единица електрическа енергия (1 kWh) ще се получават средно за отоплителния сезон 5,5 единици топлинна енергия (5,5 kWh)). Получената ниско потенциална топлина от ПГЦ или от ГК ще се използва през отоплителния сезон за отопление на оранжерии, отопление на индустриални сгради или за индустриални нужди. По този начин може да се получи през отоплителния сезон около 16 TWh топлинна енергия.

Останалите 65 TWh енергия за крайно енергийно потребление ще се получат от следните генериращи мощности:

- ВЕЦ – 6 TWh. Водата преимуществено ще се използва за задоволяване на битови и комунални нужди и в напоителните системи в селското стопанство.
- Вятърни централи – 5 TWh (около 3 GW инсталирани мощности).
- PV централи – 54 TWh (40 GWp), от които 10 GWp покривни PV централи на покривите на индустриални, комунални, търговски и земеделски сгради и др. 10 GWp покривни централи могат да се реализират с изграждането на 50 хиляди покривни PV централи, всяка от тях със средна мощност 200 kWp и необходима площ от 1600 m^2. В момента в Германия има над 1.7 милиона покривни PV централи.

Около 30 GWp ще бъдат реализирани с полевите PV централи, изградени децентрализирано в непосредствена близост до големите потребители на енергия. По този начин чувствително ще се намалят загубите от пренос и разпределение и особено в мрежите 20 kV. За тази цел ще са необходими площи около 240 km^2 (0,22 % от територията на страната), т.е. значително по-малко от площта, която заема енергийната инфраструктура в момента. На тази площ ще се осигури паша за около 80 хил. овце и годишните приходи на декар от продажбата на PV енергия ще бъдат около 2 625 €/година при продажна цена на енергията 15 €/MWh. Ако на тази площ се отглежда пшеница, годишните приходи ще бъдат около 75 € на декар т.е. около 35 пъти по-ниски. Отглеждането на енергийни култури в земеделието ще бъде лишено от икономическа логика. По този начин ще се подобри биоразнообразието, което ще доведе до по-малко приложение на препарати за растителна защита.

Прогнозна цена на енергията

Каква се очаква да бъде цената на енергията (електрическа и топлинна) в България?

Цената на енергията от PV и вятърни централи непрекъснато намалява. В табл. 9 са представени четири ценови рекорда от PV централи, изградени чрез публични международни търгове, с фиксирани цени за изкупуване на 100 % от произведената енергия за период от 20 до 25 години. Печеливша е офертата с най-ниска цена.

Таблица 9 Цена на енергията, произведена от фотоволтаични (PV) централи

№ по ред	Държава	Цена на енергията	Дата на провеждане на търга
1	Abu Dhabi (световен рекорд [4])	0,0135 $/kWh	28.04.2020
2	Португалия (*европейски рекорд* [5])	0,0148 €/kWh	31.07.2019
3	Албания (рекорд на страната [6])	0,0248 €/kWh	28.05.2020
4	Португалия (рекорд на страната [31])	0,0132$/kWh	24.08.2020
5*	Германия (рекорд на страната [7])	0,0335 €/kWh	05.03. 2020

Забележка (*): Цената на енергията от този германски проект е повече от 20 пъти по-малка, спрямо FIT цената на PV енергията в Германия от 2007 г.

По оценка на Международната агенция за възобновяема енергия (IRENA) PV технологията се намира в „младо юношеската си възраст“ и предстои сериозно развитие в технологично и ценово отношение. В следващите три години се очаква в глобален мащаб да бъде преодоляна психологическата ценова бариера 0,01 $/kWh. Географската ширина на Северна Португалия е съизмерима с географската ширина на Южна България, а географската ширина на Албания е съизмерима с тази на България. При условие, че през настоящата година се проведат международни търгове за изграждане на соларни PV паркове в България по правилата на IRENA, печелившите оферти няма да се различават съществено от тези в Португалия и Албания. **Според направена оценка на прогнозната цена на енергията от полеви PV централи в България по методиката на FRAUNHOFER, се очаква към 2030 г. цената да бъде 0,015 €/kWh. С тази цена на енергията и отчитайки глобалното намаление на**

цените на електролизерите, цената на зеления водород в България се очаква да бъде под 1,25 €/kg.

Енергийните експерти в ЕС смятат, че пълната декарбонизация на икономиката ще изисква значителни количества зелен водород. Европейската водородна стратегия „максимализира“ зеления водород. Поради финансови причини синият водород ще има преходна роля. Зеленият водород се произвежда от възобновяема енергия. Синият водород се произвежда от природен газ, като при неговото производство въглеродните емисии се „улавят“, съхраняват или се използват повторно, за да се компенсира тяхното въздействие. Сивият водород се произвежда от природен газ или въглища и има цена в момента около 1.5 € /kg. ЕС си поставя за цел да постигне същата цена на зеления водород, за да има паритет на цените. ЕС не възнамерява да използва сив водород в енергийния преход. IEA изчислява, че в момента цената на зеления водород е 3.5 – 5 €/kg. В момента глобалното производство на зелен водород е 74 млн. тона, от които 9.8 млн. тона се произвеждат в ЕС. Само 4 % от европейското производство е зелен водород. Цената на чистата енергия и електролизата са основните двигатели при очакваното намаление на цената на зеления водород. В момента водородната икономика на Европа има годишен оборот от 2 млрд. € Съгласно прогнозите това число ще се увели до 140 млрд. € към 2030 година и ще бъдат създадени около 140 хил. нови работни места. Като оптимистичен вариант за участието на България в този нов пазар е да се реализира годишен оборот в страната от 2 млрд. € и около 2 хиляди нови работни места. Основание за оптимизъм е прогнозираната ниска цена на PV енергията. Този „дял“ на България няма да бъде подарък, той трябва да се „извоюва“. В свят, в който зеления водород ще замести изкопаемите „горива“, ЕС вярва, че може да увеличи значимостта си чрез технологично лидерство във водородните технологии. В стратегията за развитието на водородната енергетика се отбелязва, че зеленият водород създава предпоставки за създаване на еталон при транзакциите с водород, доминирани в евро, подобно на това, че суровият нефт се търгува в долари. На 8 юли 2020 г. Европейската комисия обяви нова стратегия и постави началото на „Европейски алианс за чист водород“. Идеята е да се представят добавените стойности, които се формират по „водородната верига”: производство, пренос, мобилност, промишленост, енергия и отопление.

Отчитайки доказаната „консервативност“ на всички направени прогнози за цените на PV панелите и инверторите , PV енергията и цената на зеления водород, е възможно цената на PV енергията да се намали до 0,01 €/kWh, а цената на зеления водород да стане под 1 €/kg. Генериращи

мощности от атомни централи в енергийния баланс не се предвиждат. 14 страни в ЕС нямат атомни централи, като в края на 2022 година Германия затваря последната си атомна централа и тези страни предвиждат в различни периоди да затворят и термичните си централи. Буди недоумение твърдението на някои енергийни експерти и политици, които заявяват, че българската енергетика няма да може да съществува без базови мощности (АЕЦ и ТЕЦ), въпреки че АЕЦ „Козлодуй“ ще бъде в експлоатация до 2047 г. Така например Гърция няма АЕЦ , предвижда да затвори последната си термична централа през 2028 год. и не смята, че ще има проблеми с устойчивостта на енергийната си система. Определението за базова мощност през последните години силно се промени с приложението на: новите технологии за съхранение на енергия; SMART GRID; успешните резултати от експериментиране на захранването на цели градове със 100 % възобновяема енергия [23]. Зеления водород ще има съществена роля в енергийния преход. В настоящия момент чрез газов микс от природен газ + 30% зелен водород се захранват газовите потребители, като по този начин се намаляват емисиите на CO_2. Производителите на газови турбини (SIEMENS, GE, ROLLS-ROYCE) декларират, че към 2023 г. ще пуснат газови турбини, работещи със 100 % зелен водород. Изследователи в Германия определиха капацитета за съхранение на водород в солни мини на територията на ЕС - 84800 TWh т.е. многократно повече от брутно консумираната енергия в ЕС [24]. ЕС ще се нуждае от около 108 GW капацитет за съхранение от батерии до 2030 г., за да се изпълнят текущите планове за декарбонизация. За да се постигне целта за пълна декарбонизация към 2050 ще са необходими около 550 GW на водородни електролизери, които да произвеждат зелен водород от слънчеви и вятърни централи [26]. Solar Power Europe прогнозира, че глобалния обем от нови PV мощности ще нарасне от 630 GW в края на 2019 до 1448 GW през 2024 т.е. средно годишен ръст от 18%, въпреки очакваното намаление с 4 % за 2020, поради COVID-19 [25]. Произведената енергия от АЕЦ (евентуално от изградена АЕЦ „Белене“) ще бъде с цена на изхода на централата - минимум 0.1 €/kWh. Като се добавят и мрежовите такси, цената на енергията до крайните потребители ще бъде над 0.12 €/kWh. При тази цена на енергията и при либерализиран европейски енергиен пазар, няма да има потребители, които биха купили от тази енергия при условие, че на пазара има зелена енергия с около четири пъти по-ниска цена. Задължително условие на всеки инвестиционен проект е пазарното проучване за реализация на произвежданата продукция. Нашите анализи показват, че АЕЦ „Белене“ няма да има очакваната пазарна реализация на произведената електрическа енергия.

Предлагаме това наше заключение да бъде обсъдено публично.

Тенденции за реализация на енергийния преход в България

Основната част от инвестициите за реализацията на енергийния преход в България ще бъдат частни (основно чуждестранни от международни консорциуми). Публичните инвестиции ще бъдат основно в електропреносната мрежа (с презумцията, че тя ще остане държавна), въпреки че това е дискусионен въпрос.

През следващите няколко години (до 2025 г.) предстои да се случат следните събития в PV технологиите:

• Въвеждане в производството на PV клетки – технологията „Perovskit". Средната ефективност на „силициевите" клетки се подобрява годишно от 0,3 % до 0,4 % (абсолютни). Това повишаване на ефективността е станало в много конкурентна среда, тъй-като цените на PV модулите са спаднали със 70 % за последните 6 години. Като се има предвид, че технологията „Perovskit" е в началото на своето развитие, годишното подобрението на ефективността с 3,8 % до около 23 % е върхово постижение, което изпреварва значително всички останали PV технологии [14]. Японски учени са разработили тандемна PV клетка от силициев перовскит с ефективност от 38,7 % [15]. Според авторите има реална възможност за масово производство на тази клетка. Това би означавало един PV панел с площ 1,6 m^2 (60 клетки) да има мощност над 500 Wp. Учени от MIT са създали ниско ценова тандемна PV клетка с теоретична ефективност 40 % и практическа 35 % [16]. Клетката е в процес на експериментално производство.

• Увеличаване на единичната мощност на PV панелите. През настоящата година беше пуснат в производство PV панел с мощност 580 W. През следващата година се очаква да бъде на пазара панел с мощност 625 W. Този тип панели са с по-големи размери спрямо стандартните с 60 броя клетки и са с по-висока ефективност. Това води до намаляване на BOS разходите.

• Увеличаване на експлоатационния срок на PV панелите. При експлоатационен срок до 32,5 години, се намаляват годишните експлоатационни разходи до 17 $/kWp, като за сравнение тези разходи са били 35 $/kWp преди 10 години [10, 11]. Разходите ще продължат да намаляват в следващите години следствие повишаване ефективността и намаляване броя на необходимите панели за 1 kWp PV мощност.

• Приложение на Agro PV полеви централи за условията в България за съвместно производство на PV енергия и овцевъдство. По този начин ще се премахнат разходите за косене (средно 3 пъти годишно), ще се премахнат (намалят) разходите за аренда, тъй-като земята ще се използ-

ва и за пасища и следствие „шарената сянка“ тревата няма да „изгаря“ в летните месеци, и изпаренията от тревата ще доведат до увеличаване на производството до 5%.

• Базираният в САЩ институт за енергийна икономика и финансов анализ (IEEFA) прогнозира, че разходите за производство на PV енергия ще клонят към нула в райони с висока слънчева радиация като Аризона, Испания, Раджастан, Северен Куинсланд до 2030-40 год. [21]. Тази прогноза изисква сериозен анализ.

• Цените на PV енергията през последните 10 години в глобален мащаб са намалени с 82 % [12,13]. През следващите години цените на PV енергията ще продължат да намаляват, вследствие въвеждането на: нови технологии за повишаване на ефективността; Agro PV; нови материали; мащаб на производството; приложение на двустранни (bifacial) PV панели с едноосни тракери (от което годишната генерация се повишава до 35 % [17]; провеждане на публични търгове с голям брой участници. По експертна оценка, в следващите години частните инвестиции в сектор „Енергетика“ ще бъдат над 85 %, като тези инвестиции ще осигуряват ниска цена на енергията за крайните потребители (индустрия, комунално-битов сектор). Вследствие на ниската цена на енергията за индустрията ще се повиши конкурентноспособността на българската икономика и ще се разкриват нови работни места. Ниската цена на енергията ще доведе до повишаване на вътрешното потребление. Енергетиката на България постепенно ще се декарбонизира, като до 2050 г. емисиите от парникови газове ще станат нулеви. Секторите „ОВК“ и „Транспорт“ ще се електрифицират на 100 %, от което ще се премахнат емисиите от фини прахови частици, азотни и сернисти окиси. Чистите въздух и вода, екологичната храна и намалените шумови нива, ще доведат до чувствително повишаване на нивото на общественото здраве.

Спестените публични инвестиции от сектор „Енергетика“ през следващите 30 години (около 20 млрд. €) ще се използват за:

• образование;

• здравеопазване;

• демография (стимулиране на раждаемостта и привличане на млади семейства от българската диаспора [19];

• преустройство на сектор „Земеделие“ (достигане на годишен приход 3000 лева от един декар обработваема земя [19]).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Общият енергиен баланс (ОЕБ) на Република България към 2050 г. трябва да бъде съобразен със стратегическите цели на страната, като

следва да се реализира съгласувано с енергийните баланси на водещите икономики в Европейския съюз, в т.ч. на Германия. Целесъобразно е да се приложи методологията на BNE за реализиране на общия енергиен баланс на България към 2050 г.

2. В съответствие със стратегическите цели на Република България и планираното икономическо, енергийно и демографско развитие, прогнозното крайно енергийно потребление към 2050 г. се оценява на 81.3 TWh/година.

3. Енергийната трансформация в транспорта се базира на електрическата и водородната технологии, включително в автомобилния, водния и въздушния транспорт. Във водния транспорт разходите на задвижване, базирано на конвенционално дизелово гориво, са около 5 пъти по-големи от тези, базирани на водород. При прехода от дизелово към водородно гориво, енергийните разходи за механична тяга в земеделието се намаляват около 5 пъти.

4. Възобновяемите енергийни източници са без алтернатива в енергийния преход на Република България. Предвижда се следната структура на възобновяемите енергийни източници: фотоволтаични (PV) централи – 54 TWh (40 GWp); ВЕЦ – 6 TWh; вятърни централи - 5 TWh. От сезонно съхранение на енергия (чрез съхранение на биомаса) може да се получи около 16 TWh топлинна енергия.

5. Съгласно предложения модел за развитието на енергетиката в страната, България ще бъде 100 % енергийно независима и чрез изградените за краткосрочни и сезонни системи за съхранение на енергия и „Между системни връзки“ ще се повиши енергийната сигурност на страната.

6. Развитието на енергийните техника и технологии води до намаление на цените на енергията. Цените на фотоволтаичната (PV) енергия през последните 10 години в глобален мащаб са намалени с 82 %. Например в Португалия през 2019 г. е постигната тръжна цена 0,0148 €/kWh.

7. През следващите години цените на PV енергията ще продължат да намаляват, вследствие въвеждането на: нови технологии за повишаване на ефективността; Agro PV; нови материали; мащаб на производството; приложение на двустранни (bifacial) PV панели с едноосни тракери (от което годишната генерация се повишава до 35 % ; провеждане на публични търгове с голям брой участници.

8. При евентуално изграждане на АЕЦ „Белене“, цената на енергията до крайните потребители (генерация + мрежови такси) ще надвишава 0,12 €/kWh. При тази цена на енергията и при либерализирания европейски енергиен пазар няма да има потребители, които биха купили от тази

енергия при условие, че на пазара има зелена енергия с около четири пъти по-ниска цена.

9. Инвестиционното осигуряване на възобновяемата енергетика се предвижда да се реализира чрез: фотоволтаични (PV) клетки по технологията „Perovskit"; увеличаване на единичната мощност и на експлоатационния срок на PV панелите; приложение на Agro PV полеви централи за условията в България за съвместно производство на PV енергия и овцевъдство.

10. Необходимите инвестиции за изграждане на генериращи мощности и мощности за съхранение на „зелена енергия" над 85 % ще бъдат частни. Инвестициите ще се изплащат за период от 25 години чрез продадената енергия. Разходите за ремонт и поддържане на генериращите мощности са за сметка на Инвеститора за целия период от 25 години.

ИНФОРМАЦИОННИ ИЗТОЧНИЦИ

Национален статистически справочник 2019.

[1] PV – Magazine 24.04.2020 Uncapping Germany's 1 TW of PV potential.
[2] Директива 2012/27/ ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО.
[3] PV – Magazine – 28.04.2020 Abu Dhabi's 1.5 GW tender draws world low price of $ 0.0125/kWh.
[4] PV – Magazine 28.05.2020 Albania's 140 MW tender concludes with financial price of 0.0248 €/ kWh
[5] PV – Magazine 31.07.2019 Portuguese action attracts world record of 14.8 €/MWh for solar.
[6] German PV tender delivers record low most low solar power rice of 0.0335 €/kW – 03, 2020.
[7] PV Magazine 23.04.2020 France makes 44 GW solar target official.
[8] PV Magazine 22.04.2020 More than 100 GW of solar in the Netherlands possible by 2050 ?
[9] PV Magazine 16.04.2020 Renewables and geopolitics who will "win" the energy transition ?
[10] PV Magazine 03.06.2020 PV Plants lasting longer with lower personal costs
[11] Benchmarking Utility – Scale PV Operational Expenses and Project Lifetimes: Results from a survey of V.S. Solar Industry Professionals.
[12] Jan 8th 2020 IRENA Assembly: Utility scale solar LEOE falls 73% since

2010 – January 13.2018, Abu Dhabi.
[13] PV Magazine 03.06.2020 Solar Costs have fallen 82% since 2010.
[14] PV Magazine 24.03.2020 Perovskite technology – beyond efficiency record.
[15] PV Magazine 04.02.2020 New perovskite promises 38.7% efficient tandem cells;
[16] MIT News "New solar cells are more efficient, cost less than its counterparts"
[17] PV Magazine – 05.06.2020 Single-axis bifacial PV offers lowest LCOE in 93.1% of worlds land area.
[18] Василев Х. Бъдеще за България – януари 2018. Приложение 1, което е неразделна част от проекта.
[19] PV Magazine, 01.06.20 Electric aircraft engines could take to the skies over Australia.
[20] PV Magazine 09.06.20 – Historical-low interest rates will power ahead astonishing solar cost reductions.
[21] PV Magazine, 12.06.20 – World's first self -drifting solar boat.
[22] Monash University Australia 17.04.20 – Transactive Energy Market for Energy Management in Microgrids : The Monash Microgrid Case Study.
[23] International Journal of Hydrogen Energy "Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe"- 28.02.20
[24] PV- Magazine 16.06.20 Global solar capacity may reach 1448 GW in 2024
[25] PV – Magazine 18.06.20 EU needs 108 GW of battery storage for climate targets.
[26] PV – Magazine 19.06.20 Leaked : EU hydrogen strategy eyes €140 billion turnover by 2030
[27] PV - Magazine 20.06.20 A green road to recovery.
[28] Advanced Energy Material " Low-cost direct solar-to-hydrogen ambitions see the light" – 06.2020
[30] Instytut Energetyki Odnawialnej " Poland to reach 7.8 GW comulative PV by 2025.
[31] PV Magazine 24.08.20 "Portugal's second PV auction draws world record low bid of $0.0132/kWh".

СЕКЦИЯ 2

ТОПЛО И ЯДРЕНА ЕНЕРГЕТИКА

ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА ЕНЕРГИЙНИ И НЕЕНЕРГИЙНИ ПРИЛОЖЕНИЯ НА ИЗОТОПА КАЛИФОРНИЙ-252

Анелия Бобочоева, Калин Филипов

POSSIBILITIES FOR ENERGY AND NON-ENERGY APPLICATIONS OF THE CALIFORNIUM-252 ISOTOPE

Aneliya Bobochoeva, Kalin Filipov

This article presents the main properties of the isotope californium-252 and its possible applications both in the field of nuclear power energy and in the non-energy applications. Methods for isotopes obtaining are described and some characteristics of their usage in specific applications are discussed. A brief comparative analysis is performed between californium-252 and other neutron sources.

Въведение

Откриването на радиоактивността през 1896 г. от А. Бекерел и на атомното ядро от Е. Ръдърфорд през 1911 г., както и последващото изучаване на тези явления, дават нова, коренно различна посока на разбирането за света. Възникналите в резултат на тези изследвания теории се явяват основа за редица изследвания, които служат като катализатор за развитието на една нова и различна наука. Наука, която познаваме днес и която дава отговори на все още незададени въпроси. Радиоактивността, заедно с нейните характеристики и потенциални приложения, въпреки, че представлява един от основните фактори в развитието на съвременната наука, все още търпи интензивно развитие и е обект на редица научни изследвания. Трансурановите елементи представляват група радиоактивни елементи, които в периодичната таблица са разположени след урана, съответно притежават поредни номера по-големи от 92. Познатите към момента елементи са получени по изкуствен път чрез захват на неутрон и последващ бета разпад, облъчване с леки заредени частици или чрез сноп от ускорени йони на елементите C, N и O (табл. 1). Обект на настоящето изследване е елементът калифорний – един от петнадесетте метални химически елемента от групата на актинидите, който представлява шестият трансуранов елемент, синтезиран за първи път чрез ядрената реакция следната ядрена реакция през 1950 г.

$$^{242}\mathrm{Cm}(162.8\ \mathrm{d}) + {}^{4}\mathrm{He} \quad {}^{245}\mathrm{Cf}\ (45\ \mathrm{min}) + {}^{1}\mathrm{n} \qquad (1.1)$$

При експериментът, в който е синтезиран изотопът, 1μg кюри-242 е бомбардиран с алфа частици в циклотронната лаборатория в Калифорния от С. Томпсън и Г. Сиборг, при което се получат 5000 атома на елемента с период на полуразпад 45 минути. Химичният елемент калифорний е класифициран в периодичната таблица със символа Cf, атомен номер 98 и масово число 251. Представлява сребрист бял метал с точка на топене 900 ± 30 °C и точка на кипене 1470 ° С. Характеризирани са 20 радиоактивни изотопа на калифорний, като най-стабилните от тях са ^{251}Cf с период на полуразпад 898 години, ^{249}Cf с период на полуразпад 351 години, ^{250}Cf с период на полуразпад 13 години и ^{252}Cf с период на полуразпад 2 години.

Таблица 1. Реакции, при които за първи път са получени трансуранови елементи

Година на откриване	**Химически елемент**	**Z**	**Реакция**
1936	Np, Pu	**93, 94**	$^{238}U + n \rightarrow {}^{239}U \rightarrow {}^{239}Np \rightarrow {}^{239}Pu$
1945	Am	**95**	$^{238}U + {}^{4}He \rightarrow {}^{241}Pu + n$, $^{241}Pu \rightarrow {}^{241}Am + e^{-} + \overline{\nu}_{e}$
1946	Cm	**96**	$^{239}Pu + {}^{4}He \rightarrow {}^{242}Cm + n$
1956	Bк	**97**	$^{231}Am + {}^{4}He \rightarrow {}^{245}Bk + 2n$
1950	Cf	**98**	$^{242}Cm + {}^{4}He \rightarrow {}^{245}Cf + n$
1952	Es	**99**	$^{238}U + 15n \rightarrow {}^{253}U \rightarrow {}^{253}Np \rightarrow {}^{253}Es$
1952	Fm	**100**	$^{238}U + 17n \rightarrow {}^{255}U \rightarrow {}^{255}Np \rightarrow {}^{255}Fm$
1955	Md	**101**	$^{253}Es + {}^{4}He \rightarrow {}^{246}Md + n$
1957	No	**102**	$^{248}Cm + {}^{13}C \rightarrow {}^{257}No + 4n$
1961	Lr	**103**	$^{249}Cf + {}^{10,11}B \rightarrow {}^{255}Lr + (4,5)\ n$, $^{249}Cf + {}^{10}B \rightarrow {}^{256}Lr + 3n$, $^{243}Am + {}^{16}O \rightarrow {}^{255}Lr + 4n$, $^{243}Am + {}^{18}O \rightarrow {}^{256}Lr + 5n$
1964	Rf	**104**	$^{242}Pu + {}^{22}e \rightarrow {}^{260}Rf + 4n$
1967-1970	Db	**105**	$^{242}Am + {}^{22}Ne \rightarrow {}^{265\text{-}x}Db + xn$, $^{249}Cf + {}^{15}N \rightarrow {}^{260}Db + 4n$
1974	Sg	**106**	$^{249}Cf + {}^{18}O \rightarrow {}^{263}Sg + 4n$

1976	Bh	**107**	$^{209}Bi + {}^{54}Cr \rightarrow {}^{262}Bh + n$
1984-1987	Xc	**108**	$^{208}Pb + {}^{58}Fe \rightarrow {}^{265}Hs + n$
1982	Мт	**109**	$^{209}Bi + {}^{58}Fe \rightarrow {}^{266}Mt + n$
1994	Ds	**110**	$^{208}Pb + {}^{62}Ni \rightarrow {}^{269}Ds + n$
1994	Rg	**111**	$^{209}Bi + {}^{64}Ni \rightarrow {}^{272}Rg + n$
1996	Cn	**112**	$^{208}Pb + {}^{70}Zn \rightarrow {}^{277}Cn + n$
2004	Nh, Uup	**113, 115**	$^{243}Am + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{288}115 + 3n$, $^{288}115 \rightarrow {}^{284}113 + \alpha \rightarrow {}^{287}115 + 4n$, $^{287}115 \rightarrow {}^{283}13 + \alpha$
1998	Fl	**114**	$^{244}Pu + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{288}114 + 4n \rightarrow {}^{289}114 + 3n$
2000	Lv	**116**	$^{248}Cm + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{293}116 + 3n$ $^{245}Cm + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{291}116 + 2n$ $^{245}Cm + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{290}116 + 3n$
2009	Ts	**117**	$^{249}Bk + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{294}117 + 3n$ $^{249}Bk + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{293}117 + 4n$
2006	Og	**118**	$^{249}Cf + {}^{48}Ca \rightarrow {}^{294}118 + 3n$

Най-добре изследваният изотоп на калифорния е изотопът ^{252}**Cf**, който през годините се оказва незаменим за много приложения. Въпреки, че основната форма на неговия разпад е α-разпад, вероятността за спонтанно делене е относително голяма (3,08%). През 1999 г. е открито спонтанно тройно делене на ядрото на изотопа ^{252}Cf, при което се получават три фрагмента: ^{10}Be, ^{96}Sr и ^{146}Ba. Получаването на значителни количества калифорний при ядрени реакции със заредени частици е почти невъзможно поради малкия добив. Тъй като изотопът ^{252}**Cf** взаимодейства слабо с неутроните и с много малка вероятност се превръща в следващ, по-тежък изотоп, се явява като естествен край във веригата на трансформация на плутония в активната зона на реактора. Изотопът ^{253}**Cf**, образуван при захващане на неутрон, представлява β-емитер с период на полуразпад от 17.8 дни, се превръща в изотопа ^{253}**Es** (T 1/2 = 20,5 дни), разпадащ се с излъчването на α-частици. На практика изотопът ^{252}Cf се натрупва главно като краен резултат, а по-леките изотопи ^{249}Cf, ^{250}Cf, ^{251}Cf се генерират в много по-малки количества, въпреки че са в предходните етапи във веригата на трансформация. По пътя от плутоний до калифорний 99,7% от всички ядра се разпадат преди да са достигнали до края на веригата.

Развитието на програмите за производство на изотопи прави калифорния един от достъпните източници на неутрони. Към днешна дата в световен мащаб синтезирането на калифорниеви изотопи е съсредоточено в две лаборатории – о Националната лаборатория „Оук Ридж“ в САЩ и Държавния научен център на Руската федерация НИИАР (Димитровград, област Уляновск). Производството се осъществява в изследователски реактори с висока плътност на неутронния поток чрез продължително облъчване на трансурановите елементи кюрий и плутоний. Американският реактор High Flux Isotope Reactor е от басейнов тип с топлоносител и забавител лека вода и гориво високообогатен уран. Горивната област е съставена от два пръстена (вътрешен и външен), а в центъра на активната зона се намира неутронният капанс 31 позиции за облъчване на мишени от кюриев оксид. Руският реактор „Самый Мощный“ е от корпусен тип с топлоносител и забавител лека вода и кубична активна зона. В неутронния капан са обособени 27 позиции за плутониеви мишени.

Трансмутацията в общия случай се осъществява чрез поглъщане на неутрон и последващ бета- разпад, при което поредният номер се увеличава. Например, изотопът ^{244}Cm поглъща неутрон, с което с превръща в ^{245}Cm. На свой ред изотопът ^{245}Cm също поглъща неутрон и се превръща в ^{246}Cm, което продължава до изотопа ^{249}Cm. Поглъщането на неутрон във веригата до голяма степен се компенсира от бета-разпади, при което периодът на полуразпад на изотопа ^{249}Cm (64.2 минути) се оказва достатъчно дълъг, за да могат повечето от наличните ядра да изпуснат бета частица преди да са захванали неутрон и да се превърнат в следващия изотоп ^{250}Cm. Полученият в резултат на бета- разпада на ^{249}Cm нов изотоп ^{249}Bk захваща неутрон и се превръща в ^{250}Bk с период на полуразпад 3.2 ч. Разпадането на ^{250}Bk води до образуването на ^{250}Cf.

Възможни енергийни и неенергийни приложения на изотопа калифорниий-252

Изотопът калифорний-252 представлява един от трансурановите елементи с най-голямо практическо приложение – използва се като пусков източник в ядрените реактори, за геоложки анализ, анализ на въглища и на ядрено гориво, за научни изследвания, включително и като средство синтезирането на нови химични елементи, използва се и в медицината за лечение на ракови заболявания. Изотопът ^{252}Cf е силен и интензивен източник на неутрони (1 mg излъчва $2.3*10^7$ n/s), даващ висококонцентриран енергиен спектър с голяма неутронна плътност, което го прави силно радиоактивен, но от друга страна позволява неутронният източник

да бъде мобилен и компактен. Този факт в редица случаи прави изотопа ^{252}Cf единственото възможно технологично решение за много от изброените по-горе приложения. Първата продажба на 1 mg изотоп е реализирана през 1971 г. в катедрата по химия на университета в Кентъки за извършване на анализи за активиране на извлечени проби от Луната. В последствие се реализират серия от продажби, при което търговията с изотопа ^{252}Cf води до разширяване на неговото производство до годишен добив от приблизително 40-50 mg годишно. при цена 1 g от порядъка на 25 милиона евро.

Стартов източник за ядрени електроцентрали

Правилният избор на методика и неутронен източник за реализиране на първоначалното пускане на реактора е от ключово значение за възможността за осъществяване на безопасно и надеждно достигане до критичност на размножаващите среди, като с особена сила казаното важи за големите енергийни реактори поради генерирането на топлина и газове в източника, повишаване на вътрешното налягане и издуване на горивото. В допълнение, в някои характерни ситуации при конкретни типове реактори, външен източник на неутрони е необходим не само при първоначалното пускане на реактора, а и след презареждане на гориво, особено след дълъг престой. Подходящото съчетаване на комплекс от неутроннофизични и термомеханични характеристики (табл. 2) прави изотопа ^{252}Cf предпочитан избор в редица ядрени енергийни реактори.

Таблица 2. Характерни свойства на някои изотопи, използвани за изработване на стартов източник

	^{252}Cf	**^{238}Pu:Be**	**^{124}Sb:Be**
Обем, cm^3	<1	50	100
Отделяна топлина, W	0.03	300	60
Възможни експлоатационни проблеми поради раздуване	Не	Да	Да
Радиоактивност, Ci	< 1	400	2.5

Генериране на газове (общо атоми) След 10 (20) години	1 x 10^{18} (1 x 10^{18})	1 x 10^{22} (2 x 10^{22})	1 x 10^{24} (2 x 10^{24})
Период на полуразпад, години	2.645	89	0.16
Изисквания към транспортиране	Тип А	Тип В	Тип В
Проблеми със съхранение на отпадъка	Обичайни	Големи	Обичайни

Създаване на нови химични елементи

През 70-те години Юрий Оганесян изобретява метода на „студеното синтезиране“ – техника за получаване на трансактинидни елементи (свръхтежки елементи). От средата на 1970-те до средата на 1990-те години, в партньорство с Joint Institute for Nuclear Research JINR и Центъра за изследвания на тежките йони в GSI Helmholtz в Германия, са открити шест нови химични елемента (107-112), а с техниката „горещ синтез“ екипът открива още шест свръхтежки елемента (113-118). Единият от тях, синтезиран чрез бомбардиране на калифорний с калциеви йони, е наречен на името на Оганесиан – Oganesson (Og), с атомен номер 118.

Многоелементен анализ

При подлагане на неутронен поток стабилните изотопи се активират, като енергийният спектър, който всеки елемент излъчва, го определя напълно еднозначно. За елементи, за които методът не може да даде точна характеристика, се използва бърз гама неутрнонно активационен анализ Prompt Gamma Neutron Activation analysis (PGNAA), при който се анализират излъчените от атомите на анализираните материали по време на бомбардиране с неутрони бързи гама лъчи. Неутроните преминават през материала, а като следствие гама лъчите се излъчват и достигнат до детектор. Едно от първите приложения на изотопа в неутронно-активационен анализ е през 1976 г. при изследването на скален материал от Луната.. Анализатори с калифорниев източник се използват за измерване на съдържанието на сяра, пепел и други компоненти в насипни въглища или цимент със скорост до 1000 t/h. В сравнение с другите техники, използвани за онлайн анализ

на насипни материали, PGNAA устройства, използващи ^{252}Cf, предоставят много повече информация при съществено по-голяма пропускателна способност и по-кратки срокове за провеждане на анализите.

Някои от доказаните приложения на ^{252}Cf в неутронно активационен анализ Neutron Activation analysis (NAA) и PGNAA са многоелементен анализ за клинични изследвания, дейности в криминалистиката, датиране на метални предмети и измерване на износването на материали, обследване на топлоотделящи елементи, проучване за сондиране на уран, проучване за нефт и злато, онлайн анализ на руди, въглища и шлам, мобилен полеви анализ, определяне на концентрацията на определени елементи в храните и околната среда, анализ за установяване наличието на експлозиви или фармацевтични продукти при пропускателни пунктове.

Неутронна радиография с калифорний 252

Неутронната радиография е техника за неразрушителен контрол, използвана за откриване на дефекти или кухини в металите, най-вече в отливки и заварени конструкции. Принципът е подобен на рентгенова или гама-радиография, но се различава по това, че открива и визуализира материали с малко атомно тегло, като пластмаса и взривни вещества. Неразрушителното съоръжение за проверка във военновъздушната база McClellan, разположена в близост до Сакраменто, Калифорния, е пример за този тип контрол. Съоръжението е оборудвано с две отделения (едно за рентген и едно за n-лъчи), като извършва проверка на цялото въздухоплавателно средство. Чрез използването на такъв метод за контрол се намалява значително вероятността летателно средство да бъде изгубено поради механична повреда по време на полет, възникнала в резултат на корозия или разхлабване на конструкции, осигуряващи целостта на крилата.

Плазмена масова спектрометрия

Масовата спектрометрия предоставя допълнителна структурна информация относно химичния състав на откритите съединения. Спектрометрите могат да се прилагат за количествени и качествени анализи, но те се използват по-често за качествени. Информацията, предоставена от спектрометъра, в много случаи е достатъчна за еднозначно идентифициране на непознато химично съединение. При плазмена десорбция се образуват йонизиращи частици поради радиоактивно разпадане на нуклида ^{252}Cf. Основната му особеност е, че заедно с преобладаващия α-разпад (98%), се случва и спонтанно делене. Именно спонтанното делене намира своето приложение в PDMS.

Изотопът ^{252}Cf се разпада на два високоенергийни йоннизирани фрагмента, излъчвани в противоположни посоки (180° един спрямо друг). Разпадът чрез спонтанно делене е придружен от освобождаването на голямо количество енергия. Тази енергия до голяма степен преминава в кинетична енергия на фрагментите и е в порядъка на 90-130 MeV. Сноп от разпадащите се частици преминава през тънко метално фолио, на повърхността на което се намира анализираната проба. Това въздействие предизвиква бързо нагряване на пробата с няколко хиляди градуса, десорбция и йонизация на пробата. Химичните съединения, подложени на такова изследване, получават енергия, което причинява тяхната йонизация и фрагментиране на много йони. След това тези йони се сортират спрямо съотношението маса/заряд (m / z) и се детектират. Относителният брой йони с различни m/z стойности е организиран и представен под формата на масов спектър.

Лечение на ракови заболявания чрез ^{252}Cf – брахитерапия

Едно от основните оръжия в борба с рака е лъчевата терапия. Рентгеновото и гама лъчение са най-широко използвани в лъчевата терапия на злокачествени новообразувания. Лъчетерапията с тези видове радиация е достигнала своята степен на развитие, като се търси усъвършенстване на техническите възможности. Откриват се някои перспективи за използването на радиация с висока йонизираща способност, по-специално, ядрена реакция, произтичаща от облъчване на биологична тъкан с бързи неутрони. Основното предимство на бързите неутрони пред гама-лъчението е, че ядрата, получени вследствие на ядрена реакция, в сравнение с вторичните електрони, са по-способни да атакуват радиорезистентни тумори, съдържащи слабо оксигенирани клетки, което би трябвало да доведе до повишаване на ефективността на радиационното лечение. Рентгеновото и гама лъчение, които се използват в конвенционалната лъчетерапия, могат да бъдат отнесени към рядко йонизиращо лъчение, а алфа-протонното или пи-мезонното лъчение – към плътно йонизиращо лъчение.

Източник, произведен от изотопа ^{252}Cf, се имплантира в тумора или близо до него под формата на игли или „зрънца“. Калифорниевата брахитерапия дава на 54% от пациентите преживяемост от 5-години, в сравнение с 12% за конвенционалната лъчетерапия. Когато една тъкан се облъчва с гама-лъчение (например кобалт-60), възниква вторично корпускулярно лъчение, състоящо се от електрони. Така енергията на падащия гама-лъч се преобразува в енергия на електрон. От своя страна, електроните, взаимодействащи със средата, губят енергията си при възбуждането и йонизацията на атомите и молекулите на тази среда. При

рентгеново и гама излъчване тази стойност не надвишава 10 keV/μm, а разпределението на свободните радикали е неравномерно. В резултат на йонизация на средата химически активни свободни радикали от типа OH*, HO* и други, които, разсейвайки се в средата взаимодействат с биологично важни клетъчни структури (предимно с молекули на ДНК) и водят до определени биологични ефекти. Когато тъканта се облъчва с бързи неутрони от източник калифорний-252, възниква вторично корпускулярно лъчение, състоящо се от вторични ядра, образувани в резултат на еластично и нееластично неутронно разсейване върху ядрата на елементите, които съставляват тъканта (водород, кислород, азот, въглерод).

Забележим принос към дозата има и реакцията $^{14}N(n,p) \rightarrow {}^{14}C$, в резултат на което се образуват тежки заредени частици. В този случай плътността на йонизацията е много по-висока - 50–60 keV/μm, а разпределението на свободните радикали се различава от разпределението, възникващо под действието на гама-лъчението. Неравномерното разпределение увеличава вероятността от рекомбинация на OH* хидроксилни радикали с образуването на водороден пероксид и кислород.. Чувствителността на клетките на биологичната тъкан към ефекта на радиация значително зависи от степента на насищане с кислород, а раковите клетки, поради бързия си растеж, са с много малко кислород. В такива случаи, за да се избегне появата на рецидив, пациентите се подлагат на допълнително травмиращи процедури за насищане с кислород: лекарства, локално нагряване и поставянето на пациента за известно време преди терапията в камера с кислородно налягане от 2-3 атмосфери. Използването на радионуклидни неутронни източници за контактна лъчева терапия е изключително ефективно, като най-подходящ е радионуклидът калифорний-252, най-вече, поради високият специфичен неутронен поток и период на полуразпад в подходящ порядък.

Заключение

Благодарение на хипотезите от 60-те години относно възможностите за съществуване на свръхтежки ядра, през 2019 г. науката нарушава още един фундаментален природен закон. Съвременната алхимия синтезира 119-тия химичен елемент от периодичната таблица. Днес усилията на учените са насочени към изследване на поведението на новите елементи и прилагане в практиката на все още неизвестните свойства на елементите от бъдещето. Както е станало и с известния калифорний, който се е превърнал във важен материал, имащ влияние в световен мащаб. Изотопът калифорний има широк спектър от приложения, много от които спасяват животи, време и пари, а някои от приложенията, към днешна

дата, дори не биха могли да бъдат реализирани без него.

Използвана литература:

[1] *Елисютин Гурий Петрович, Исследование дозных распределений, создаваемых излучением радионуклида калифорний - 252 в биологической ткани, и разработка аппаратуры для контактной нейтронной терапии.*
[2] *Карелин Е.А., Кузнецов Р.А. Калифорниевые источники нейтронов медицинского назначения. Препр. НИИАР No 1, Димигровград, 1992.*
[3] *Распыление под действием бомбардировки частицами : Сб. статей / Под ред. Р. Бериша, К. Виттмака. — М.: Мир, 1988. — С. 369.*
[4] *НИИАР niiar.ru.*
[5] *Web - версия учебного пособия О.И. Василенко, Б.С. Ишханов, И.М. Капитонов, Ж.М. Селиверстова, А.В. Шумаков „РАДИАЦИЯ“, М., Изд-во Московского университета. 1996.*
[6] *Production of Minor Actinides in Thermal Nuclear Reactors and Nonproliferation. Analitical report of U.S. Department of Energy.*
[7] *. R. D. Macfarlane, D. F. Torgerson. Californium-252 plasma desorption mass spectroscopy*
[8] *S.J. Parry, Encyclopedia of Analytical Science (Second Edition), 2005*
[9] *John Lindon George E. Tranter David Koppenaa Encyclopedia of Spectroscopy and Spectrometry, 2017.*
[10] *High Flux Isotope Reactor (HFIR) USER GUIDE www.ornl.gov*
[11] *Jason K. Rockhill, George E. Laramore, in Clinical Radiation Oncology (Fourth Edition), 2016 uide to Californium-252 Sions at Frontier Technology Corporation.*
[12] *B. Rothrock and M. Farrar, „Modernization of the High lux Isotope Reactor (HFIR) to Provide a Cold Neutron Source,“ „Research Reactor Modernization and Refurbishment,“ International Atomic Energy Agency, IAEA-TECDOC-1625, August 2009.*
[13] *OAK RIDGE National Laboratory neutrons.ornl.gov/hfir/.*
[14] *Andersson L.L. Status of Dosimetry for Cf-252 Medical Neutron Sources. Phys. Med. Biol.*

Автори:
Маг. инж. Анелия Бобочоева, ТУ-София, катедра ТЕЯЕ, an_bobochoewa@abv.bg Доц. д-р Калин Боянов Филипов, ТУ-София, катедра ТЕЯЕ, filipov@tu-sofia.bg

АНАЛИЗ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ НА ПРИТЕСНЕНИЯ В НАСЕЛЕНИЕТО, ПОРОДЕНИ ОТ ЕКСПЛОАТАЦИЯТА НА АЕЦ

Младен Митев

ANALYSES OF THE SOURCES FOR POPULATION'S UNRESTS DUE TO THE NUCLEAR ENERGY USE

Mladen Mitev

The possible uneasiness of the population in connection with the operating nuclear power plant and the production of radioactive isotopes are investigated in this paper. Social study has been performed to evaluate the knowledge of the people on radioactivity and the source of the connected fears and prejudices. The levels of awareness were evaluated and the primal sources of public unrests because of the radioactivity were found.The relation to the use of the nuclear energy is outlined.

Въведение

Използването на ядрената енергия за производството на електроенергия има над шестдесетгодишна история. Това производство се характеризира с висока степен на безопасност и нисък процент на авариите, довели до последствия за околната среда. Ядрената регулаторна комисия на Съединените американски щати поставя честота за настъпване на инцидент със стопяване на активната зона на атомните електроцентрали (АЕЦ), който евентуално би могъл да доведе до емитиране на радиоактивни изотопи в околната среда при пробив на корпуса на реактора и последващите технологични защитни бариери, от 1 на 10000 години, стандартът на американските енергийни оператори постулира риска фактор от 1 на 100000, а оценката на риска на най-добрите атомни електроцентрали, опериращи в момента, достига до честота на настъпване на стопяване от 1 на 1000000 години [1]. Всъщност, настъпили са само три тежки аварии, довели до стопяване на активната зона на ядрен енергиен реактор: аварията в АЕЦ Три Майл Айлънд, аварията в Чернобилската атомна електроцентрала и аварията в атомната електроцентралата във Фукушима, собственост на Токийската електрическа компания (Tokyo Electric Power Company, TEPCO). От тях само две аварии в ядрени електроцентрали са довели до значимо изпускане на радиоактивни изотопи в природата:

аварията в Чернобилската атомна електроцентрала и аварията в атомната електроцентралата във Фукушима, като единствено при аварията в Чернобилската АЕЦ има човешки жертви вследствие на радиоактивно облъчване. Тези тежки последствия са на фона на над 15000 реакторогодини експлоатация на енергийни ядрени реактори и милиарди тонове спестени вредни емисии от парникови газове и дребни прахови частици в околната среда, което допринася значително за подобряване на здравето на населението. На фона на това, недоумение буди неодобрението на големи групи от населението относно използването на ядрената енергия при производството на електроенергия, особено при отчитане на честите аварии с други източници на енергия, имащи тежки последствия върху околната среда и човека, като например петролните разливи. Източниците на тези притеснения у хората са дискусионни от дълго време. В настоящата статия ще бъде изследван такъв източник като частен случай на общите притеснения и страхове, които радиационното въздействие събужда в населението, установени в наскоро проведено социологическо проучване относно [2].

Общи притеснения и страхове, които радиационното въздействие събужда в населението и връзката им с експлоатацията на атомни електроцентрали

Най-често заплахите за гражданите от въздействието на радиоактивността, за които си спомнят анкетираните, не са задължително свързани с конкретния регион или населено място. Показателно е, че най-голям процент от лицата обвързват заплахата от радиоактивността със случилата се авария в Чернобил (Фигура 1), визирайки широкия обхват и мащаб на опасността. Откроява се ирационалността на този отговор на фона на останалите въпроси и въпреки това най-голям процент от имащите мнение са посочили именно аварията в Чернобил като най-голям източник на заплаха в техния регион. Освен това, сред посочените заплахи на преден план се очертава повишаване на дела на заболяванията, сред които най-вече онкологични, такива свързани с нарушено функциониране на щитовидната жлеза или увреждане на здравословното състояние и отслабване на имунната система като цяло, които отново са свързани с нашумелия минисериал „Чернобил“. За натрупвания на отговори можем да говорим и в опцията „замърсяване на въздух и вода“, докато отговори свързани с опасност поради наличието на хранилища за радиоактивни отпадъци и източници на атомна енергия са посочвани съответно от представителите на Нови Хан и Козлодуй.

Въпреки отразените опасности, повече от половината респонденти

не посочват отговор на въпроса или не си спомнят аварийна ситуация, която да се е случила в миналото. Това може да бъде сигнал, че в избраните места се наблюдава усещане за спокойствие сред представителите на целевите групи, които в по-голямата си част са и жители на същите населени места.

Фигура 1. Основни притеснения за здравето, свързани с източниците на йонизиращи лъчения

Показателно е, че там, където се осъществява експлоатация на ядрени обекти или има действащи площадки за съхраняване на радиоактивни отпадъци повод за притеснения най-често се оказва самото наличие, съхранение и работа с тях. Това се дължи на факта, че основните възражения срещу използването на ядрената енергия са свързани с производството на дълготрайни радиоизотопи, които трябва да бъдат надлежно съхранявани. Неглижирането на самият процес на съхранение от оператора, обаче, предполага повишаване на риска от нарушение на опаковката и другите защитни бариери едва след първите няколко столетия и поради това, ирационално е притеснението, че съхранението на ядрените отпадъци би довело до заплаха за околната среда в обозримото бъдеще. Притесненията, породени

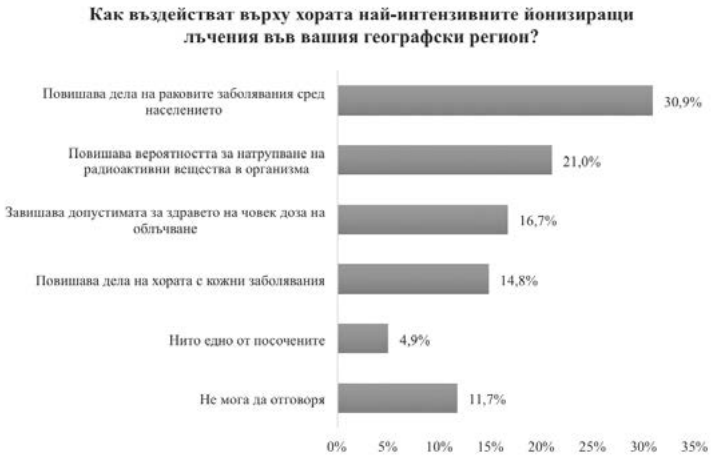
от процесите, свързани с транспортиране на токсични отпадъци от и към районите, в които такива дейности са осъществявани, остават на второ място след съхранението на радиоактивни отпадъци. Транспортирането е процесът, свързан с най-висок риск от погиване на стоката във всяка една индустрия и затова този резултат показва, че извън насадените страхове е налице значително осъзнаване на реалните рискове от страна на населението.

При твърдението, свързано с незадоволителното рекултивиране на райони, засегнати от уранодобива и добива на други руди, които може да са замърсени с токсични вещества, най-голям дял от отговорите са поместени в опцията „не се отнася за нашето населено място". От една страна това може да бъде знак, че този процес е осъществен в достатъчна степен в рамките на изследваните територии, където това е било необходимо, а от друга може да сигнализира за непознаване на този тип дейности и тяхното значение в райони, засегнати от уранодобива и добива на други руди.

Фигура 2. Основни притеснения на населението относно различните източници на йонизиращи лъчения с природен и техногенен произход

По отношение на въздействията на най-интензивните йонизиращи лъчения върху хората, представителите и на двете целеви групи

са категорични, че в следствие на облъчването може да се говори за повишаване дела на раковите заболявания сред населението. Без разлика в населените места, по-голяма част от анкетираните избират и завишаването на допустимата за здравето на човек доза на облъчване за едно от негативните въздействия. Най-малък дял от отговорилите индикират, че йонизиращите лъчения в техния географски регион повишават дела на хората с кожни заболявания. Приблизително за 5% от лицата йонизиращи лъчения не оказват нито едно от поместените във въпроса въздействия.



Фигура 2. Очаквания на населението относно въздействието на йонизиращите лъчения върху хората

В обобщение на блока от въпроси, можем да твърдим, че представителите на двете целеви групи в изследваните населени места не свързват непременно йонизиращите лъчения и техногенните такива в района си на местоживеене с опасност. При част от анкетираните в конкретни райони са налични известни притеснения, свързвани съответно с експлоатацията на АЕЦ Козлодуй или транспортирането и съхранението на радиоактивни отпадъци в близост до Нови Хан. Все пак, над 40% от всички респонденти смятат, че на територията на населеното им място няма повод за притеснение по отношение на

радиационното въздействие. Най-значителните негативни последици от наличието на такова в близост попадналите в изследването лица виждат в увеличаването на раковите заболявания сред населението и възможността за натрупване на радиоактивни вещества в организма, докато видими последствия като кожните заболявания, например, остават по-рядко посочвани.

Защитата от източниците на радиация в представите на населението

Представите на основната част от населението за защита от радиацията се формират основно от медиите. В учебната програма за седми клас по физика и астрономия [3] са дадени знания за проникващата способност на йонизиращите лъчения, но произтичащите от това възможности за защита на човека не са предмет на програмата. Тези два факта водят до нереални представи у населението за възможностите за защита от йонизиращите лъчения. Въпреки, че тези представи на са предмет на изследването [2], в него е поставен контролният въпрос за радиоактивното мляко (Таблица 1), за да се проконтролира общата представа относно начините за защита от радиоактивните лъчения.

Същото твърдение е проверено и през две вече реализирани изследвания на Европейската комисия. В „Евробарометър - Европейци, наука и технология“, публикуван през 2001г. [4], над 64% от попадналите в изследването са посочили, че преваряването не би могло да намали радиоактивността на млякото. Процентът на тези, които са посочили, че не са запознати, остава по-висок от тези, които се съгласяват с твърдението. През 2005г. друго издание на същото изследване [5] показва нарастване на тези, които са несъгласни с твърдението, за сметка тези, които не са знаели какъв е отговорът. Делът на вярващите, че радиоактивното мляко може да стане отново здравословно след като бъде преварено остава сравнително непроменен за двата периода, като все пак се наблюдава спад от малко над 1%.

Резултатите от настоящото изследване до известна степен кореспондират с резултатите от двете проведени изследвания на европейско ниво. Както стана ясно, по-голямата част от анкетираните в избраните населени места остават скептични към възможността за неутрализиране на радиоактивността в млякото след преваряване и не се съгласяват с поместеното във въпроса твърдение. Значително висок обаче остава делът на анкетираните, които не са знаели как да отговорят – 28,7%, като той надвишава многократно този на съгласилите се, че преваряването може да неутрализира радиацията в млякото.

Таблица 1. Тестовия въпрос за радиоактивното мляко

Радиоактивното мляко може да стане отново здравословно след като бъде преварено	Съгласен	Несъгласен	Не знам
Евробарометър (2001г.)	11,8%	64,2%	24,0%
Евробарометър (2005г.)	10,0%	75,0%	15,0%
Проучване в България (2020г.)	2,3%	69,0%	28,7%

В обобщение, анкетираните показват значително по-добро познаване на физическите процеси, а у тези, у които такова познание липсва, откровено заявяват това, вместо да дадат предполагаеми отговори. Това от една страна показва реалистична оценка на нивото на познание относно природата на източниците на радиация, но от друга страна предполага необходимост от допълнителни усилия в запознаването и разясняването на основни знания по отношение на въздействието на йонизиращите лъчения върху човека, необходимостта и методите за защита от това въздействие, както и как и къде на територията на страната най-често човек може да стане обект на лъчево натоварване.

Заключение

Производството на електроенергия чрез АЕЦ буди усещане за несигурност и заплаха в голяма част от населението. Източниците на тези притеснения у хората са дискусионни от дълго време. В настоящата статия източникът на тези притеснения се разглежда като частен случай на общите притеснения и страхове, които радиационното въздействие събужда в населението, установени в наскоро проведено социологическо проучване относно [2]. Като основен източник отново се оказва медийното влияние, подкрепено с недостатъчно познаване на процесите на взаимодействие между йонизиращите лъчения и биологичните видове. Когато отсъстват подвеждащи отговори, свързани с насадени обществени представи, се установява по-добро познаване на последствията от това взаимодействие в местата, където съществуват промишлени съоръжения, свързани с производство на електроенергия от ядрени взаимодействия или съхранение на радиоактивни отпадъци. На основата на получените резултати от проучването може да се предполага, че това познание е над средноевропейското. При всички случаи се установява необходимост от

допълнителни усилия в запознаването и разпространението на основни знания по отношение на взаимодействието на радиоактивните лъчения и околната среда, включително и в училищните програми и на територията на цялата страна.

Използвана литература:

[1] *World Nuclear Association, Safety of Nuclear Power Reactors (Updated June 2019), https://www.world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/safety-of-nuclear-power-reactors.aspx*

[2] *Доклад на тема „Анкетно проучване за установяване степента на осведоменост на гражданите по въпроси свързани с радиологични познания, лъчеви и токсични натоварвания от радиоактивни източници“, Глобал Метрикс ЕООД, изготвен в рамките на проект № BG05SFOP001-2.009-0172 „Партньорство на гражданите с институциите на местно, регионално и национално ниво за създаване и провеждане на устойчиви политики в областта на радиоекологията и радиационната защита на здравето на населението“, финансиран от Оперативна програма „Добро управление“, съфинансирана от Европейския съюз чрез Европейския социален фонд.*

[3] *Приложение № 28 към т. 28, Учебна програма по физика и астрономия за VII клас, https://www.mon.bg/upload/12225/UP_Fizika_7kl.pdf*

[4] *Eurobarometer 55.2 “Europeans, science and technology”, December 2001, European Commission*

[5] *Special Eurobarometer 224 “Europeans, Science & Technology”, June 2005, European Commission*

Автор:
Д-р Младен Митев, Българско ядрено дружество, shisho@mail.bg

ТЕРМОХИДРАВЛИЧНО ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОДОБЛАСТ ОТ АКТИВНАТА ЗОНА НА ВВЕР-1000 ПРИ ХИПОТЕТИЧНО СКЪСВАНЕ НА ГЛАВЕН ПАРОПРОВОД С НЯКОЛКО ЗАСЕДНАЛИ ОРГАНИ ЗА РЕГУЛИРАНЕ

Иван Спасов

THERMAL-HUDRAULIC ANALYSIS OF A VVER CORE SUB-SET IN A HYPOTHETICAL MSLB TRANSIENT WITH SEVERAL STUCK CONTROL RODS

Ivan Spasov

A COBRA-TF (CTF) simulation of a VVER-1000 core subset of seven fuel assemblies is performed for the moment of maximum overcooling in a hypothetical main steam line break transient with several stuck rods. The assembly powers and boundary conditions are obtained from a coarse-mesh 3D neutronic/thermal-hydraulic core calculation. The objectives are to test a hybrid CTF subset model composed of sub-channel and coarse mesh cells and to evaluate the effect of cross-flow between the fuel assemblies in hot assembly thermal-hydraulic calculations.

Въведение

В предходно изследване [12] е разгледан хипотетичен авариен процес във ВВЕР-1000 В320, предизвикан от изходно събитие "Скъсване на главен паропровод" в неотсекаемата част, съпроводено от отказ на осем регулиращи органа, попадащи в аварийния преохладен сектор. То е проведено на две нива, посредством свързано крупно-мрежово (нодално) неутронно-физично/термохидравлично пресмятане и чрез фино-мрежово (суб-канално) термохидравлично пресмятане на най-натоварената горивна касета. Получените резултати демонстрират подобрена резолюция на субканалното пресмятане в сравнение с широко използваните крупно мрежови модели. Пределите по безопасност не се превишават. Въпреки това, остава отворен въпросът за отчитане на влиянието на съседните горивни касети, както и за уточняване необходимото ниво на детайлизация.

Настоящата работа цели:

• Създаване на т.н. „хибриден" CTF термохидравличен модел на подобласт от активната зона на ВВЕР-1000 (със суб-канален модел на горе-

щата касета и крупно-мрежов модел на заобикалящите я касети);

• Термохидравлично изследване на подобласт от активната зона на ВВЕР-1000 при хипотетично скъсване на главен паропровод придружено от отказ на 8 органи за регулиране в преохладения сектор.

Тестов случай

Тестовият случай е получен на базата на авариен сценарий описан в [1], който е изведен от песимистичния сценарий на OECD/NEA VVER-1000 MSLB benchmark [2] с допълнително утежняващо допускане за засядане в горно крайно положение на осем органи за регулиране при сработване на аварийната защита. Разглежда се моментът на максимално преохлаждане на топлоносителя в аварийния сектор на входа на активната зона. Енергоотделянето в 7 от най-натоварените горивни касети е получено от свързано 3-мерно неутронно-физично пресмятане с COBAYA4/CTF [1]. COBAYA4 [3,4] е тримерен реакторно-физичен код за много-групови дифузионни пресмятания на активните зони на PWR и ВВЕР с нодален или фино-мрежов (pin-by-pin) метод, разработен от UPM Madrid в колаборация с проектите NURESIM [5] NURISP [6] и NURESAFE [7] на ЕК-Евратом.

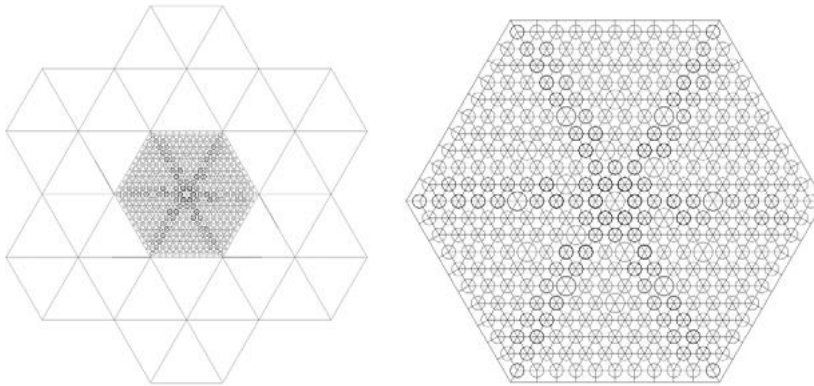
Компютърен код CTF

CTF [8, 9] е версия на тримерния термохидравличен код COBRA-TF, позволяващ различна степен на детайлизация на симулираните процеси от ниво крупна мрежа до елементарна клетка. COBRA-TF е разработен от Тихоокеанската Северозападна Лаборатория, САЩ през 1980, а по-късно е модифициран от няколко организации. Кодът е подобрен и в последствие преименуван на CTF в Държавния университет в Пенсилвания, САЩ [9]. Настоящата версия използва двуфазен модел с три полета (9 уравнения за съхранение). Използван е в Американския проект CASL [10] и Европейския проект NURESAFE [7].

Моделни допускания

Създаден е хибриден термохидравличен модел на подобласт от активната зона, състояща се от 7 горивни касети. Централната касета е представена посредством 660 елементарни клетки с топлоносител в центъра им. Всяка от шестте периферни касети е моделирана чрез 6 крупни триъгълни изчислителни възела (фигура 1). Използвана е аксиална мрежа с 30 изчислителни

възела в обогреваемата част от активната зона. Дистанциониращите решетки не са моделирани явно. Те са отчетени чрез вертикални хидравлични съпротивления. Байпасът през горивните касети не е моделиран.



Фигура 1 Хибриден CTF модел: радиална дискретизация

Моделът на горивото се състои от 11 радиални пръстена: 9 в горивната таблетка, 1 за газовата междина и 1 за циркониевата обвивка. Моделиран е централният отвор в горивната таблетка. Отчетена е топлопроводността в радиално и аксиално направление. Зададен е постоянен коефициент на топлопроводност в газовата междина равен на 3070 W/m^2K, който е оценен за края на горивната кампания. Свойствата на материалите са зададени съгласно [11].

Приложени са термохидравлични гранични условия получени от пресмятане на изходно събитие „Скъсване на главен паропровод" с 24 секторен CATHARE2 модел на корпуса на ядрения реактор [12].

Зададена е покасетна мощност и аксиални профили на енергоотделянето, получени от свързано COBAYA4/CTF пресмятане [1]. Те са представени на фигура 2 и 3. Прието е еднакво радиално енергоотделяне на топлоотделящите елементи за горивна касета.

Приложен е модел на Thom за локално кипене. Използвана е корелацията на W3 за определяне на критичния топлинен поток.

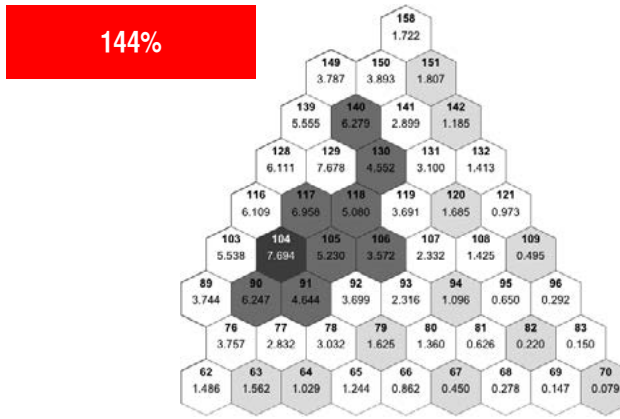
Зададени са коефициенти на хидравлични съпротивления във вертикална и хоризонатална посока съответно равни на 0,0503789 и 0,5.

Коефициентът на хидравлично триене е определен съгласно зависимостта .

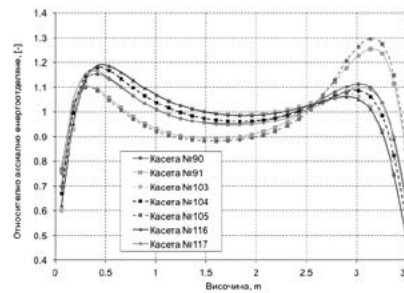
Приложен е еднофазен коефициент на смесване съгласно Rogers и Rosehart и двуфазен множител съгласно Beus. Не е използван модел за

отнасяне и отлагане на водните капки.

Свойствата на водата и водната пара са отчетени според оригинална CTF таблица.



Фигура 2 Пресметнато с COBAYA4/CTF относително покасетно енергоотделяне в момента на максимално преохлаждане (67s) [1].



Фигура 3 Пресметнато с COBAYA4/CTF относително аксиално енергоотделяне в момента на максимално преохлаждане [1].

Резултати

Моментът на максимално преохлаждане на активната зона при хипотетично скъсване на главен паропровод е симулиран в статика с компютърния код CTF. На фигура 4 е представена 1/6 от радиалното разпределение на температурата на топлоносителя на изхода от най-горещата

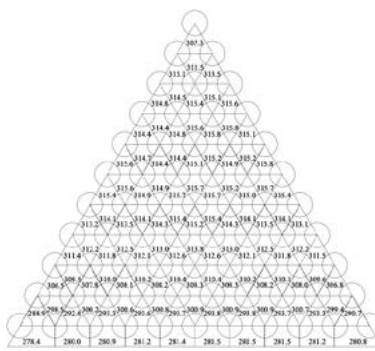
касета (№104). Сравнението на получените резултати с такива от симулация само на горещата касета показва предсказване на по-висока температура на топлоносителя в 43 от клетките, намиращи се на границата с касети №103, №105 и №116. В останалите 617 клетки температурата на топлоносителя е по-ниска, като максималната разлика достига до 4,9 °C.

На височина 2,544 метра от началото на обогреваемата част на активната зона възниква режим на недогрято кипене, който не преминава в мехурчесто кипене до края й. Обемното паросъдържание е равно на 0,001 в последните 25 cm от обогреваемата част на 104-та касета. Забелязва се в суб-каналите разположени след третия пръстен от топлоотделящи елементи, разглеждан в радиално направление от периферията на към центъра й.

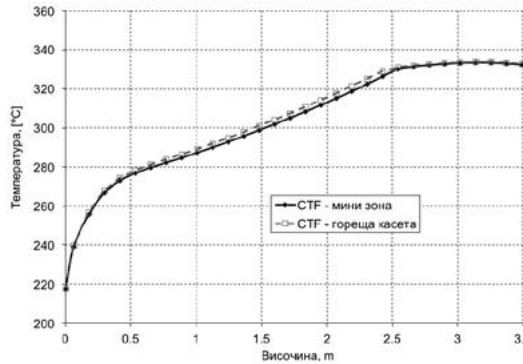
Предсказаната минимална стойност на запаса до възникване на кризис на топлообмена е 2,687.

Температурата на външната повърхност на циркониевата обвивка за най-натоварения топлоотделящ елемент е представена на фигура 5. Пресметнатата от хибридния модел максимална стойност е равна на 333,69 °C. Наблюдава се на височина равна на 3,136 m от началото на обогреваемата част на активната зона. При клетъчното пресмятане се забелязва по-бързо нарастване на температурата на външната повърхност на циркониевата обвивка до момента на възникване на режима на недогрято кипене. Максималната разлика е от 2,76 C. Тя се намира на височина 2,43 m от началото на активната зона.

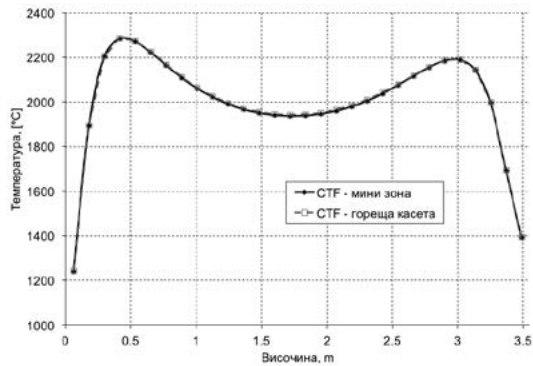
На фигура 6 е представена температурата в центъра на горивната таблетка на един от най-натоварените топлоотделящи елементи в момента на максимално преохлаждане. Максималната й стойност е под



Фигура 4 Касета №104: 1/6 от радиалното разпределение на температурата на топлоносителя на изхода на обогреваемата част



Фигура 5 Температура на повърхността на циркониевата обвивка в един от най-натоварените ТОЕ



Фигура 6 Температура в центъра на горивната таблетка в един от най-натоварените ТОЕ

температурата на топене на урановия диоксид и е равна на 2280 °C. Клетъчния модел на най-натоварената касета дава с до 5 °C по-висока температура на горивото.

Заключение

Чрез хибриден CTF модел на подобласт от активната зона на ВВЕР-1000 е симулирано стационарното състояние на момента на максимално преохлаждане на топлоносителя при хипотетичен авариен процес предиз-

викан изходно събитие „Скъсване на главен паропровод" придружено от засядане на 8 регулиращи органа попадащи във формирания смутен сектор. Получените резултати са сравнени с клетъчно CTF пресмятане на най-натоварената горивна касета. Моделът на мини зона от 7 горивни касети предсказва по-малко паросъдържание и по-ниска температура на топлоносителя в най-натоварената горивна касета вследствие на отчетения напречен масообмен със съседните касети в сравнение с клетъчно пресмятане само на най-натоварената горивна касета.

Не се наблюдава превишаване на пределите по безопасност, въпреки изключителния консерватизъм на симулирания авариен процес.

Изследването на ефекта от неравномерното радиално енергоотделяне на топлоотделящите елементи в горивните касети, както и ефекта от употребата на по-финна изчислителна мрежа в периферните касети на мини-зоната е обект на бъдеща работа.

Литература:

[1] S. Mitkov, I. Spasov, N.P.Kolev "Simulation of a hypothetical MSLB core transient in VVER-1000 with several stuck rods" Kerntechnik 83 (2018) 4, Carl Hanser Verlag

[2] N. P. Kolev; et al. "VVER-1000 Coolant transient benchmark Phase II (V1000CT2). Vol. 2: Final Specification of the VVER-1000 MSLB Problem" NEA/NSC/DOC 2006(6) OECD 2010

[3] J-A.Lozano, J.Jimenez, N.G.Herranz, J-M.Aragones, J.C.Abascal, Extensión of the analytic nodal diffusion solver ANDES to triangular-Z geometry and coupling with COBRA-IIIc for hexagonal core analysis, Annals of Nuclear Energy 37(3) March 2010, DOI: 10.1016/j.anucene.2009.12.001

[4] COBAYA4 Input Manual, Universidad Politecnica de Madrid, 2015

[5] C.Chauliac, J-M.Aragonés, D.Bestion, D.G.Cacuci, N.Crouzet, F-P.Weiss, M.A.Zimmermann, NURESIM – A European simulation platform for nuclear reactor safety: Multi-scale and multi-physics calculations, sensitivity and uncertainty analysis, Nuclear Engineering and Design Vol. 241, Issue 9, September 2011, pp. 3416-3426

[6] B. Chanaron, C. Ahnert, D. Bestion, M. Zimmermann, D. Cacuci, N. Crouzet, The European Project NURISP for Nuclear Reactor Simulation, Transaction of the ANS, 2010

[7] B. Chanaron. Overview of the NURESAFE European Project. Nuclear Engineering and Design, Elsevier, 2017, 321, pp.1-7. Doi: 10.1016/j.nucengdes.2017.09.001.

[8] M. Avramova; et al. "CTF – A Thermal-Hydraulic Subchannel Code for

LWRs Transient Analysis:) User's Manual" Pennsylvania State University, 2014
[9] R. K. Salko, M. Avramova "COBRA-TF Theory Manual" Pennsylvania State University, 2015
[10] D. B. Kothe "CASL: The Consortium for advanced Simulation of Light Water Reactors – A DOE Energy Innovation Hub for Modeling and Simulations of Nuclear Reactors" Oak Ridge National Laboratory, 2016
[11] N. P. Kolev, et al. "VVER MSLB Specification Vessel mixing tests and N/TH simulations at nodal level" NURESAFE D14.11.1 Report, 2014
[12] I. Spasov, et al. "CATHARE Multi-1D Modeling of Coolant Mixing in VVER-1000 for RIA Analysis" Science and Technology of Nuclear Installations, 2010, Article ID 457094, Hindawi

Благодарности:

Изследването е проведено с компютърния код CTF, поддържан от North Carolina State University.

Авторът изказва своите благодарности на доц. д-р Николай Колев от ИЯИЯЕ-БАН за оказаните съвети и съдействие.

Автор:

гл. ас. д-р Иван Георгиев Спасов[1,2],

[1] Технически Университет – София, катедра „Топлоенергетика и ядрена енергетика", 02/965 2301, spasov@tu-sofia.bg;

[2] Институт за ядрени изследвания и ядрена енергетика към БАН, лаборатория „Реакторна физика", spasov@inrne.bas.bg.

ВЕРОЯТНОСТНИЯТ АНАЛИЗ НА БЕЗОПАСНОСТТА (ВАБ): ЕДНА РАЗЛИЧНА ГЛЕДНА ТОЧКА В АНАЛИЗИТЕ НА БЕЗОПАСНОСТТА

Емил Кичев

PROBABILISTIC SAFETY/RISK ANALYSIS (PSA/PRA): ONE DEFERENT POIT OF VIEW IN THE SAFETY ANALYSES

Emil Kichev

The purpose of this paper is to present some observations of the author in the field of Probability Safety/Risk Analysis theory (PSA/PRA) and their use to ensure the safety of the Nuclear Power Plants (NPPs). Some important features are presented in the analysis and assessment of hazards and risk and risk management and safety management of NPP, the training of PSA/PRA and their relationship with other disciplines. Some important issues to think about are: Lost in translation; The graphical representation of the risk – visualization of the mathematics; The relationship between safety analyses, deterministic and probability analyses; The importance of the PSA/PRA training and its relationship with other disciplines in the field of nuclear energy, safety and risk management.

Въведение

Развитието на технологиите е насочено към удовлетворяване на определени потребности на хората. Същевременно нарастването на производствената дейност и нейната енергоемкост все повече влияе върху живата и нежива природа. Днес това влияние има глобален характер и последиците му могат да бъдат катастрофални от здравето на човека и екологията. Такива примери са авариите в Севезо (Италия, 10 юли 1976), Три Майл Айлънд (Пенсилвания, САЩ, 28 март 1979 г.), пожарът в тунела под Монт Блан (Швейцария, 24 май 1999 г.), Бопал (Индия, 3 декември 1984 г.), Чернобил (Украйна, 26 април 1986 г.), взривяването на космическата совалка Чалънджър (САЩ, 28 януари 1986 г.) и кулите близнаци в Ню Йорк Сити (САЩ, 11 септември 2001 г.), ЯЦ Фукушима (Япония, 11 март 2011 г.), зачестилите наводнения, суши, пожари през последните години. Ежедневието на хората и дейността на компаниите протича в границите между пълната невъзможност и сигурността, т.е. в условията на постоянна неопределеност и риск. На това се дължи нарастващите усилия на обществото за анализ на различните природни и техногенни рискове, задължително

отчитайки ползите, които дадената дейност носи. Управлението на риска има за цел да улесни процеса на избор на стратегии и методи за осигуряване на максимална защита на здравето на хората, околната среда и конкурентността на фирмите в условията на динамичния свободен пазар.

Какво е риск?

Темата за риска е много популярна, особено в последните години. Тя се обсъжда на всякакви нива и във всякакви области - в промишлеността, в политиката, в ежедневието. Огромен е броят на документите по темата. Терминът "риск" се използва в много и различни значения. Обсъждат се много и различни видове риск: икономически; инвестиционен, военен, политически, бизнес, социален, екологичен, на безопасността.

В анализите на риска, на безопасността, във ВАБ най-често използваните термини са:

- Опасност, безопасност, риск;
- Честота, вероятност;
- Защита в дълбочина; Физически бариери; Защитни Функции (ЗФ); Нива на защита;
- Системи за безопасност (СБ) (защитни, локализиращи, осигуряващи, управляващи);
- Оборудване - Конструкции, Системи и Компоненти (КСК), важни за безопасността
- Пределни за безопасност; Проектни основи; Проектни пределни; Пределни и условия за експлоатация; Категории на състоянията;
- Проектни, извънпроектни, тежки аварии;
- Разширени проектни условия;
- Техническа Обосновка на Безопасността (ТОБ / FSAR);
- Анализи на безопасността, Оценки на безопасността;
- Детерминистични анализи на безопасността; Вероятностни анализи на безопасността (ВАБ, PSA / PRA).

Темата за риска и вземане на информирано решение не е от вчера. Като пример, който датира от 431/430 г. преди Христос, може да се посочи написаното от древногръцкият историк и военачалник Тукидид (на гръцки: Θουκυδίδης; на латински: Thucydides). В своите 8 книги за „История на Пелопонеската война", той е записал надгробна реч на Перикъл в чест на падналите в Пелопонезката война. В нея се казва: *"... Ние атиняните, сами вземаме решенията в политиката или ги подлагаме на открити дискусии: защото не мислим, че има несъвместимост между думи и дела; най-лошото е да се прибързаме, преди последствията да са били*

подробно обсъдени. И това е още една особеност, в която се различаваме от другите хора. Ние сме способни едновременно да поемаме рискове и да ги преценяваме предварително. Другите са смели от невежеството; и когато спрат да мислят, те започват да се страхуват. Но човекът, който може да бъде считан за смел е този, който най-добре знае значението на това, което е сладко в живота и на това, което е ужасно, и след това непреклонен да посрещне това, което ще се случи. ..."

Таблица 1. Резултати от търсенето в Google на термини, свързани с риска

Ключова дума (търсене в Google)	Показан резултат брой
Опасност	8,140,000
Hazards	363,000,000
Безопасност	11,200,000
Safety	3,390,000,000
Риск	65,800, 000
Risk	1,510,000,000
Честота	2,340,000
Frequency	2,220,000,000
Вероятност	2,720,000
Probability	248,000,000
Анализ	160,000,000
Analysis	2,420,000,000
Оценка	219,000,000
Assessment	1,520,000,000
Управление на риска	57,800,000
Risk management	1,310,000,000

Загубени в превода: Опасност и риск (hazard and risk)

Колко често употребяваме думата "риск" в ежедневието ни? А замисляли ли сме се върху нейния смисъл? И как този смисъл и употреба влияе върху реалната оценка на нашата ежедневна дейност, където доброволно или не поемаме някакъв риск?

Понятието риск се използва във всички видове човешка дейност с цел да се оцени опасността или вредата от тази дейност за отделния човек и за обществото. Много често понятията "опасност" (hazard, danger), "вреда, щета" (damage), "риск" (risk) се използват като синоними, но това е неточно. "Опасност" е насочено понятие, означава нежелано и неблагоприятно действие на даден фактор или действие. То обаче е неподходящо, когато са необходими количествени оценки за това, колко е опасен този фактор. "Вреда/щета" носи смисъла на вече реализирана опасност, като вече проявило се неблагоприятно действие.

Най-общо рискът се определя като възможността (likelihood) да се случи нещо неблагоприятно, като възможна опасност (hazard). Да се рискува означава съзнателно да се приеме тази възможност. По-точно това означава "вероятността определено нежелано събитие да се случи в течение на даден период от време или да възникне в резултат на определена ситуация". [10,11] Анализът на риска включва точното дефиниране на събитието, намиране на начин за количествена оценка на възможността за появата на това събитие при определени обстоятелства и последствията от тази поява.

Общоприетото значение за риска:

- Възниква от "опасност, беда, заплаха" ("hazard, danger, threat).
- Има три аспекта. Единият е възможността (likelihood) (пресметната чрез вероятността/честотата) да се случи дадено събитие, вторият - тежестта (severity), величината (magnitude) на последствията от него и третият – неопределеността (uncertainties) на възможността и на тежестта (на първите два). В разговорната реч много често използваме думата "риск", имайки предвид повече последствията, отколкото вероятността/честотата за поява на даденото нежелано събитие;
- Риск е честотата/вероятността, с която дадена последователност се случва;
- Честота или степен/вероятност са брой на появата/случките за дадено събития за определен интервал от време;
- Рискът се представя чрез единична цифрова стойност от скала (скаларно количество);
- Общият риск се представя чрез точкова / единична оценка;
- Всеки сценарий на авария се представя чрез точка от скала (големината на рискът на най-значимия сценарий за дадена аварията е най-голямата стойност на произведението от честотата и последствията).

Понятието за риск прави две разграничения: [49]

- Разграничава понятията "неопределеност" (uncertainty) и "риск" (risk);
- Разграничава понятията "опасност" (hazard) и "риск" (risk);
- Включва както несигурност/неопределеност (uncertainty), така и ня-

какъв вид загуба / вреда (damage, hurt, harm, impair, injury), която може да се получи.

Символично представяне:

• Риск = несигурност + щета / загуба / вреда

• Risk = uncertainty + damage

Опасност (hazard) - в речниците се дефинира като "източник на опасност", т.е. може да приемем, че опасността съществува само като източник.

Риск (risk) – дефинира се като „възможността за загуба или нараняване" и „степента на вероятност за такава загуба". И ако опасността съществува само като източник, то:

• Рискът включва вероятността/честотата от превръщането на този източник в действителен причинител на щета, нараняване или някаква форма на загуба;

• Рискът е количествена мярка за опасността.

Пример за разликата между опасност и риск е показан на Фигура 1 – когато риболовецът-рибар е на брега на езерото, за него има опасност, а когато той е в езерото, за него съществува риск.

Фигура 1 Разлика между опасност и риск

Загубени в превода: ~Честота и вероятност (frequency and probability)

Има ли разлика в термините "Честота" и "вероятност" (frequency and probability). Категоричният отговор е да. Той е даден е още през 1981 г. от Kaplan S., J. Garrick, с тяхната статия "On the Quantitative Definition of Risk".

Специалистите спорят за смисъла на вероятностите от поне 200 години, от времето на Лаплас (Laplace) и Бейс (Bayes). Два са основните метода:

• "Обективистичен" или "честотен" метод, при който вероятността се разглежда като нещо външно, резултат от повтарящи се експерименти, и

• "Субективистичен" метод, при които вероятността се разглежда като израз на вътрешно състояние – състояние на знания или състояние на доверие

Stanley Kaplan & John Garrick предлагат (1981): [49]

• "Честотата" да я отнасяме до резултата от експерименти от някакъв

вид, включващ повтарящи се опити. Така честотата е „твърдо“ измеримо количество. Това е така, дори ако експериментът е само мисловен или експериментът трябва да се направи в бъдещето. В тази концепцията, честотата е ясно определено, относително обективно, измеримо като количество.

• “Вероятността” да я използваме за числова мярка за състояние на познание, степен на вяра, състояние на доверие, мяра за вяра.

Графично представяне на риска: още за математиката

По отношение на техническо значение на риска, когато анализираме даден риск, ние се опитваме да си представим какво ще стане в бъдещето, ако извършим определени действия (или не ги извършим), т.е същността на анализа на риска се състои в отговор на следните въпроси:

• Какво може да се случи (или какво може да се обърка? (сценарий - Si);

• Колко очаквано/вероятно е това да се случи? (възможност/вероятност/честота - Pi);

• Какви са последствията, ако това се случи? (последствия - Ci);

• Колко уверени сме в нашите отговори на първите три въпроса? (отчита значението на неопределеностите);

• Къде да се насочат (най-ефективно) наличните ресурси за намаляване на общия риск?

Набора от тези въпроси може да се представи по следния начин:

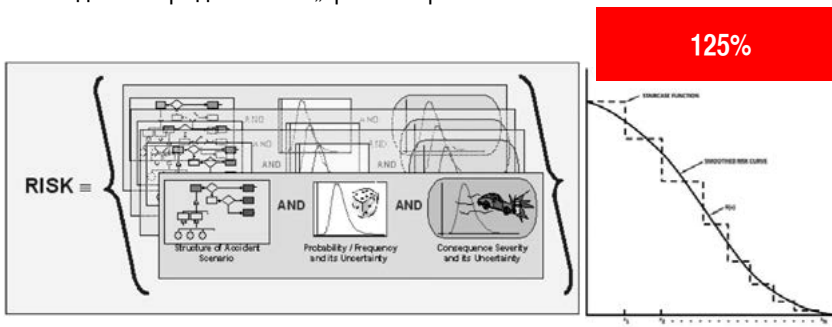
$$\mathbf{RISK = R = \{(Si, Pi, Ci)\}, i=1,2, \ldots, n}$$

За да се отговори на тези въпроси, може да се изготви списък с резултатите или т.н. „сценарии“ (Таблица 2)

Таблица 2. Списък с резултатите (списък на сценариите)

Сценарий	Възможност очакване	Последствие	Сумарна вероятност
S_1	P_1	C_1	$P_1 = P_2 + P_1$
S_2	P_2	C_2	$P_2 = P_3 + P_2$
....	....	....	....
S_i	P_i	C_i	$P_i = P_{i+1} + P_i$
....	....	....	....
S_{N-1}	P_{N-1}	$C_{N-}1$	$P_{N-1} = P_N + P_{N-1}$
S_N	P_N	C_N	$P_N = P_N$

Ако де нанесат точките от таблицата в графика, ще се получи стъпаловидна функция, показана като пунктирана линия на Фигура 2. Ако се представи стъпаловидната крива с гладка крива R(x), може да се разглежда тази гладка крива като представляваща действителния риск и може да се определи като „крива на риска“.



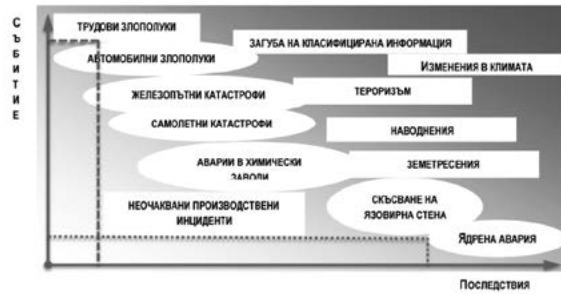
Фигура 2. Крива на риска / Risk Curve [49]

Най-известните примери за такива криви са публикувани в изследването за първия пълен ВАБ на ядрените реактори, *Reactor Safety Study*, WASH 1400 [48].

Математически рискът се пресмята като произведение от вероятността/честотата за поява на дадено събитие и размера на последствията от него. Отчитайки трите аспекта на риска, математически рискът се пресмята като произведение от вероятността/честотата за поява на дадено събитие и размера на последствията от него. Той може да се представи по следния начин, отчитайки размерностите:

$$\text{РИСК}\left[\frac{\text{Щета}}{\text{Време}}\right] = \text{ЧЕСТОТА}\left[\frac{\text{Събитие}}{\text{Време}}\right] \times \text{РАЗМЕР НА ПОСЛЕДСТВИЕТО}\left[\frac{\text{Щета}}{\text{Събитие}}\right]$$

Графичното представяне на риска (Фигура 3) дава възможност да се визуализира сравнението на риска за различни видове дейности/промишлености. Две са основните направления за размисъл и действия: Съизмеримостта на рисковете (например рискът от трудови злополуки или автомобилни катастрофи е съизмерим и дори по-голям от този от авариите в ЯЦ, но те се различават принципно, като единият риск има голяма честота на поява на събитията с малък размер на последствията, докато другият има малка честота на поява на събитията с голям размер на последствията) и Възможност за избор при управлението на даден риск, като мерките могат да бъдат превантивни или намаляващи/ограничаващи последствията.



Фигура 5. Графично представяне на различни видове риск ([събитие х последствия])

Много практично е представянето на риска като отношение на източника на реалната опасност и взетите по отношение на нея мерки за безопасност. [49]

$$\text{РИСК} = \frac{\text{Опасност}}{\text{Мерки за безопасност}}$$

Търсенето на отговори на такива въпроси като “Кой е източникът на опасност?”, “Какви мерки за безопасност могат да се предприемат?”, “Кои от мерките осигуряват най-голяма защита?”, “С колко ще се измени риска при реализирането на дадена мярка за безопасност?”, “Колко струва реализирането на дадена мярка за безопасност?”, или “Колко струва намаляването на риска до зададена стойност?” е основна част при управлението на риска.

Загубени в превода: Анализ и оценка (analysis, estimation, evaluation, assessment)

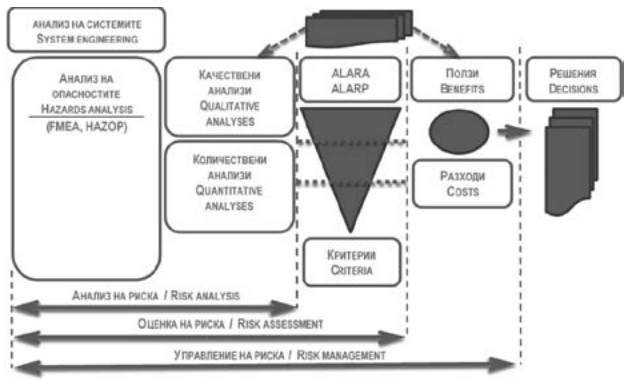
В английския терминология се използват понятията:

- Risk analysis Risk estimation Risk evaluation Risk assessment

Има ли разлика между тях? Как са преведени на български? Отговор на тези въпроси може да се получи с помощта на фигура Фигура 6. [21]

Най-напред трябва да се направи анализ на опасностите (hazards analysis). Използват се различни методи, например FMEA, HAZOP.

Анализ на риска се прави, когато анализът на опасностите се допълнят с качествени или количествени анализи на опасността. Оценка (assessment) на риска се прави, когато анализът на риска се допълни с разработването на критерии за риска и се направи сравнение по метода/принципа ALARA – As Low as Reasonably Achievable – толкова ниско, колкото е разумно постижимо). Управлението на риска (risk management) се постига, когато оценката на риска се допълни с анализ на ползите (benefits) и разходите (costs). Ако тези резултати се отчетат по някакъв начин при вземането на решения, такива решения могат да се определят като обосновани/информирани за риска при планирането на мерки за намаляване на риска / повишаване на безопасността (за предотвратяване на поява на дадени събития и/или намаляване на последствията от тях).



Фигура 6. Разлика между термините
Risk analysis Risk estimation Risk evaluation Risk assessment
(Източник: IAEA, Safety Glossary, 2018 Edition)

Толерантност към риска (Tolerability of risk)

Толерантността към риска не е приемливост. Това означава "готовността на човек да живее с даден риск с цел да си осигури определени удобства и да бъде уверен, че поетият риск се контролира правилно. [10,11] Да се толерира даден риск не означава, че го разглеждаме като незначителен. а че трябва постоянно да го наблюдаваме и да го намаляваме, ако или както можем. От друга страна даден риск е "приемлив" то-

гава, когато ние сме готови да го приемем такъв, какъвто е - за удобство на живота или работата ни.

Обществото прави избора дали да контролира "доброволно поетия" или "природния" риск, ако той засяга достатъчно голям брой хора. В случая, тъй като отделния индивид не поема тези рискове по собствена воля, то тогава е важно всички ние да бъдем убедени, че рисковете се контролират правилно.

При контролиране на риска от обществото, съответните оценки не зависят от отделния индивид, които понасят риска. Също така рискът се разпределя неравномерно. Някои хора поемат по-голяма, други - по-малка част от него. Ползите от риска също могат да се разпределят неравномерно.

Факт е, че всички ние сме предпазливи в отношението си към дейности, които прибавят допълнително рискове към тези, които поемаме лично. От една страна хората искат тези допълнителни рискове да бъдат сведени до ниво, много по-ниско в сравнение с риска, който те лично са приели. От друга страна - ако нивото се приеме за допустимо, то хората искат да знаят как се осъществява контролът над опасностите и какво правят ръководствата на т.н. потенциално опасни предприятия за намаляване на риска.

Загубени в превода: анализ на безопасността, детерминистични и вероятностни методи (safety analyses, deterministic and probabilistic safety analyses)

Каква е разликата между анализите на безопасност, детерминистичните и вероятностните анализи на безопасност? Отговор на този въпрос е представен схематично на Фигура 7, следвайки дефинициите, дадени в документа Safety Glossary, 2018 Edition, на IAEA и на изискванията на НОБЯЦ на АЯР. [1,21] Чл. 59. ... (2) Анализът на безопасността се извършва с използване на детерминистични и вероятностни методи, като нивото на безопасност, постигнато с проекта, се обосновава с детерминистичен анализ на безопасността. Вероятностният анализ се използва при избора и категоризацията на изходните събития и аварийните последователности за допълване на информацията за процесите и поведението на ЯЦ и за оценка на приноса на различните аспекти на безопасността в общото ниво на безопасност. (3) Резултатите от проведения анализ на безопасността се използват в подкрепа на процеса на вземане на интегрирани решения за управление на безопасността на ЯЦ."

Фигура 7. Връзка между термините
Анализ на безопасността, детерминистични и вероятностни анализ
(Източник: IAEA, Safety Glossary, 2018 Edition)

Оценката на безопасността включва два основни елемента:

• Анализи на безопасността (safety analyses);

• Определяне и оценка на инженерните фактори, важни за безопасността.

Анализите на безопасност (safety analyses) се извършват чрез два допълващи се метода;

• Детерминистични анализи (deterministic analyses). Те са основни;

• Вероятностни анализи (probabilistic analyses). (допълват детерминистичните).

Детерминистичните анализи (deterministic analyses) използват предварително разработени ръководства и правила за:

• Определяне и категоризация на събитията, които трябва да бъдат отчетени в проектните основи;

• Анализ на граничните сценарии като резултат от определените събития;

• Анализ на последствията и верификация, че са изпълнени критериите за приемливост;

• Анализ на съответствието на експлоатационните граници/лимити с направените допускания;

• Оценка на степента на консерватизъм.

В ядрената енергетика се използват такива детерминистични методи, като:

• Максимална Хипотетична/Възможна Авария (МХА) (Maximum Credible Accident - MCA). Този метод търси отговор на въпроса – кой е най-тежкото, което може да се случи? Ако последствията от това събитие са допустими, приема се, че безопасността е осигурена и не се търсят други мерки);

- Избира се възможно най-тежката авария/събитие, задава се предварително. Ограничения: Как да се определи? Субективност. Много голям консерватизъм. Оценяват се последствията от събитието/аварията;
- Пример: WASH-740, Theoretical Possibilities and Consequences of Major Accidents in Large NPPs: A Study of Possible Consequences if Certain Assumed Accidents, Theoretically Possible but Highly Improbable, Were to Occur in Large NPPs, WASH-740, U.S. Atomic Energy Commission, Washington D.C., March 1957, The Brookhaven Report;
- Оценява максимално възможните щети при стопяването на а.з. на голям ЯР без ХК;
- Предлага концепцията за използване на херметична конструкция (ХК-containment).

• Максимална Проектна Авария (МПА) (Design Basis Accident – DBA). Този метод използва комбинацията от анализите на: (1) Сценарий на аварии с ниска честота и (2) Сценарии на Очаквани Експлоатационни Събития (ОЕС) с висока честота, за който ЯЕЦ трябва да бъде така проектирана, че последствията да са без човешки жертви и без радиоактивни изхвърляния в околната среда.

- Определение (US-NRC) - Предварително зададена авария/събитие, за което ядрения блок трябва да бъде проектиран и изграден, така, че да устои без да откаже на оборудване (КСК) , необходимо за осигуряване на безопасността, здравето на персонала, населението и околната среда;
- Традиционен, общоприет е детерминистичния подход (ДА) за осигуряване на ядрената безопасност;
- ЯЦ е проектирана и изградена да устои на определен набор от аварии/събития;
- Разглежда се само единичен отказ на активно оборудване;
- Операторските действия са отчетени в ограничен обем;
- Анализите на авариите в ядрените централи TMI-2 (1979) и Fukushima Dai-ichi (2011) показват най-съществените проблеми на този подход.

• Критерий за Единичния Отказ (Single Failure Criteria). Този метод

се прилага за анализ на надеждността на Системите, Важни за Безопасността (СВБ). Изискванията към този метод са описани през 1971 г. във Code of Federal Regulation 10 CFR 50, Appendix A. Терминът "единичен отказ" означава събитие, при което даден елемент губи способността си да изпълни проектните си функции. За единичен отказ се приема и група (множество) от откази, които са причинени от появата на дадено събитие. Прилагането на метода за единичен отказ при проектирането на ЯЕЦ определя структурна и функционалната резервираност на критичните елементи или канали на СБ и СВБ.

• Защита в Дълбочина (Defence in Depth). Това е основната стратегия за осигуряване на безопасността на ЯЕЦ. Състои се от две части. С От първостепенно значение е първата - да се предотвратяват аварии, а втората е че, ако това се случи, да се ограничат последствията и да се предотвратява тяхното по-нататъшно задълбочаване. Предотвратяването има първостепенно значение, защото се основава на разбирането, че е по-ефективно да се осигурят средства за предотвратяване на отклонения от нормалните състояния на ЯЕЦ в сравнение с осигуряване на средства за ограничаване на последствията. Защитата в дълбочина има четири физически бариери и пет независими йерархични нива. Те се структурирани така, че отказа на едно или няколко нива (респективно бариери) да не води до отказ на следващото ниво или бариера.

Използването на детерминистичните методи изисква повече средства за осигуряване на безопасността и независимост на средствата за различните нива.

Потенциални слаби места на "детерминистичната" защита в дълбочина са:

• Прекалено големият брой на средствата за защита може дори да увеличи риска заради голямата сложност;

• Средствата за защита могат да се застъпват като функционалност и ефекти;

• Анализът на събитията с изключително малка честота (т.н. редки събития);

• Класификацията по важност на средствата за защита;

• Липсата на количествена оценка на пределите на безопасност, механизмите на деградация на физическите бариери и на риска.

Вероятностен анализ на безопасността (ВАБ) (Probabilistic Safety / Risk Analysis – PSA/PRA)

Вероятностният анализ на безопасността (ВАБ) е аналитичен инстру-

мент за Определяне на аварийните сценарии, оценка на вероятността на всеки сценарий и оценка на последствията за всеки сценарий. ВАБ е техника за анализ на риска, като се опитваме да си представим какво ще стане в бъдещето, ако извършим определени действия (или не ги извършим / бездействие), т.е същността на анализа на риска се състои в отговор на следните въпроси:

• Какво може да се случи (или какво може да се обърка? (сценарий - Si)

• Колко очаквано/възможно/вероятно е това да се случи? (възможност/честота/вероятност - Pi)

• Какви са последствията, ако това се случи? (последствия - Ci)

• Колко уверени сме в нашите отговори на първите три въпроса? (отчита значението на неопределеностите)

Вероятностните методи допълват детерминистичните по отношение на т. нар. "остатъчен риск" (риск, който продължава да съществува, независимо че са предприети всички технически и организационни мерки). Вероятностният подход дава възможност по-добре да се оценят основните фактори, които допринасят за този риск.

Вероятностният анализ на безопасността трябва да: [1,7,19,20]

• Анализира систематично съответствието на общата безопасност на ядрения блок с основните критерии за безопасност;

• Демонстрира балансираността на проекта, при който всяко зададено изходно събитие има пропорционално влияние върху общия риск от ядрената централа и безопасността се осигурява основно с първите две нива на защитата в дълбочина;

• Докаже, че са предотвратени малки отклонения на експлоатационните параметри, които могат да доведат до негативни изменения в енергийния блок;

• Оцени честотата за повреда на активната зона и за големи радиоактивни изхвърляния в околната среда;

• Оцени честотата и последствията от характерните за площадката външни събития;

• Класифицира конструкции и оборудване, за които са необходими проектни подобрения или изменение на експлоатационните инструкции, водещи до намаляване на честотата на тежките аварии или до ограничаване на последствията от тях;

• Оцени аварийните инструкции.

За целта ВАБ трябва да съдържа: [1,7,19,20]

• Всички експлоатационни състояния на енергийния блок и всички зададени изходни събития и опасности (вкл. вътрешни пожари и наводнения, извънредни климатични условия и сеизмични въздействия);

• Всички възможни значими зависимости, водещи до откази по обща причина;

• Анализи на неопределеността и на чувствителността на резултатите;

• Реалистично моделиране на поведението на енергийния блок с отчитане на действията на оперативния персонал съгласно експлоатационните и аварийните инструкции;

• Анализ на човешките грешки с отчитане на факторите, които могат да влияят върху поведението на оперативния персонал във всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

Предимствата на ВАБ като метод за анализ на риска от ЯЦ се състоят в:

• Систематичност на подхода и възможност за отчитане на различно ниво на детайлизация;

• Интеграция на разнообразна информация;

• Възможност за отчитане на различни и многобройни взаимодействия;

• Количествена оценка на състоянието на детайли от проекта на оборудването;

• Количествена оценка като аргументи в процеса на избор на решения;

• Възможност за анализ на чувствителността на резултатите;

• Възможности за комплексност и принципност при оценката на източниците на неопределеност.

Хронология в развитието на ВАБ

Първият ВАБ (известен като документ WASH-1400) е публикуван през 1975 г. от Регулаторната комисия на САЩ (US NRC). Това е пълен анализ на риска за две ядрени централи в САЩ. Част от основните тези в анализа, неоткрити дотогава чрез детерминистичните методи, впоследствие са потвърдени в практиката. Този факт доказва необходимостта от провеждане на вероятностен анализ на безопасността. Постепенно регулаторните органи на различни страни въвеждат задължително изискване за използването на вероятностния анализ като допълнение към детерминистичния за обосноваване на безопасността на ядрените централи. До края на XX век е натрупан значителен опит в областта на вероятностния анализ, издадени са редица теоретични разработки и ръководства. Вниманието се насочва към поддържане на съответствието на ВАБ с реалната конфигурация на ядрения блок, за който е извършен.

В началото на XXI век значително е разширено използването на ВАБ като информираща за риска и използваща количествени показатели основа, на която се базира процесът на вземане на решения. На преден план излиза въпросът за качеството на ВАБ. През 2002 г., след петгодишна съвместна работа на екипи от няколко специализирани институции, в САЩ е публикуван стандартът за оценка на качеството на ВАБ в съответствие с нуждата от неговото приложение в ядрените централи. През 2006 г. Международната агенция за атомна енергия (МААЕ) публикува подобен документ - TECDOC-1511. В документа са систематизирани областите на приложение на ВАБ:

- Оценка на безопасността (обща безопасност на ядрените централи; периодични прегледи на безопасността; анализ на физическата защита);
- Оценка на проекта;
- Експлоатация на ядрени централи (намаляваща риска оптимизация на техническата поддръжка; управление на ресурса на оборудването; разработване на аварийни процедури; управление на аварии; аварийно планиране; програми за обучение; управление на конфигурацията, мониторинг на риска);
- Постоянни изменения в работеща централа (оптимизация на технологичния регламент; оптимизация на разрешените времена на престой и интервали между изпитанията; информиращ за риска безразрушителен контрол; класификация на оборудването по отношение на риска);
- Надзорни дейности (класификация, планиране);
- Оценка на проблеми, отнасящи се до безопасността (оценка и класификация на коригиращи и превантивни дейности по отношение на риска).

С публикуването на Наредбата за осигуряване на безопасността на ядрените централи (НОБЯЦ) от 30.07.2004 г., Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) постави на най-съвременно ниво основните правила и критерии за ядрена безопасност и радиационна защита, както и организационните мерки и техническите изисквания за осигуряване на безопасността при избор на площадка, проектиране, строителство, въвеждане в експлоатация и експлоатация на ядрените централи. НОБЯЦ е актуализирана през 2016 г., въз основа на опита след аварията в ЯЦ Фукушима (март 2011 г.)

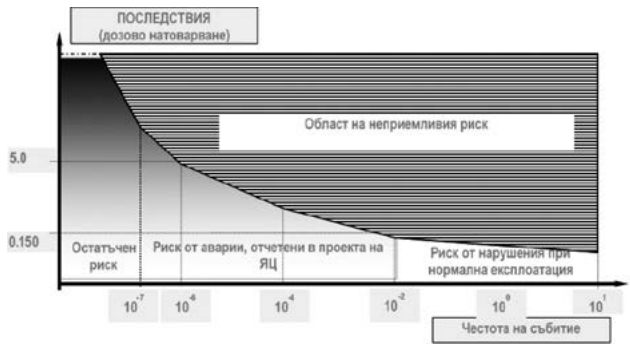
Конкретно, по отношение на риска от експлоатацията на ЯЦ, където обикновено последствията се приемат като резултат от облъчване (например получена средно-годишна индивидуална ефективна доза), рискът е визуализиран на Фигура 6. По абцисата са представени категориите постулирани (предварително зададени и отчетени в проекта на ЯЦ) събития в зависимост от тяхната честота на поява.

• Категория 1. Стационарни състояния и преходни процеси при нормална експлоатация;

• Категория 2. Очаквани експлоатационни събития с честота на поява по-голяма от 10-2 за година;

• Категория 3. Аварийни състояния с ниска честота на поява в диапазона между 10-2 и 10-4 за година;

• Категория 4. Проектни аварии с много ниска честота на поява в диапазона между 10-4 и 10-6 за година.



Фигура 6. Области на риска в зависимост от честотата на събитията в ЯЦ и техните последствия

Остатъчен риск - риск, който продължава да съществува, независимо че са предприети всички технически и организационни мерки

Неприемлив риск - риск, който не може да бъде оправдан дори и при изключителни обстоятелства

Честота 10^{-7} - означава, че събитието може да се появи веднъж на 10,000,000 години

Ефективна доза – според българското национално законодателство за максимално ограничаване на вредното въздействие на облъчването върху здравето на хората, е приета допустимата годишната индивидуална ефективна доза да не е по-голяма от 0,150 милиСиверта за всички експлоатационни състояния на ЯЦ, а годишната индивидуална ефективна доза не трябва да бъде по-голяма от 5 милиСиверта за първата година след проектна авария (за сравнение - усреднената годишна ефективна доза от всички рискове от естествена радиация - от земната радиоак-

тивност, от радиоактивността в човешкия организъм, от космическите лъчения и от радона, е около 2.3 милиСиверта).

Нива на ВАБ и тяхната връзка с физическите бариери за осигуряване на безопасността на ЯЦ

ВАБ има три нива на анализ: [1,7,19,20,21], като резултатите от всяко ниво осигуряват входящи данни за следващото. Тъй като изискванията са анализите да обхващат всички възможни състояния на ЯЦ, всяко ниво на ВАБ се извършва както при работа на пълна мощност, така и при работа на ниска мощност и при спрян реактор.

• **Ниво 1** – анализ на сценариите, които биха могли да доведат до повреда на анализ на сценариите, които биха могли да доведат до повреда на ядреното гориво (ЯГ), както в така и извън активната зона на реактора и оценка на тяхната честота; ВАБ ниво 1 анализира начините/сценариите за нарушаване на целостта на обвивката на ТОЕ и на първи контур (за PWR);

• **Ниво 2** – анализ на сценариите, които влияят върху целостта на херметичната конструкция (ХК) (containment) на ядрения блок; на нейното поведение при различни сценарии; на големината на радиоактивния източник. Резултатът е оценка на честотата за повреда на НК и на големи радиоактивни изхвърляния (LRF);

• **Ниво 3** – анализ на радиоактивните последствия (оценка на пътищата за разпространение на радиоактивния източник в околната среда, големината на замърсяването и радиологичните ефекти.) Резултатът е оценка на късните ефекти върху здравето на хората и на големината на замърсените площи. ВАБ ниво 3 анализира ефективността на аварийното планиране.

Общоприети критерии за риска от ЯЦ

USNRC общи цели на безопасността (Policy Statement, 8/21/86, 51 FR 30028)

Качествени критерии:

• Да няма значителен допълнителен риск, причинен от ядрена енергия за живота и здравето на всеки човек в обществото

• Сравним или по-малък риск за обществото в сравнение с риска, причинен от други технологии за производство на енергия

• От общите (дългосрочни) цели, USNRC определи специфичните (краткосрочни) цели (жалони в пясъка “lines in the sand”)

• Количествените специфични цели по отношение на здравето (първоначално известни като вероятностни цели на безопасността - Probabilistic Safety Goals)

Пример за групиране на оборудване (КСК) по детерминистични критерии, съгласно изискванията на МААЕ [21]

Предизвикателства пред ВАБ за ЯЦ

Важни въпроси при моделирането във ВАБ ниво 1, появили се след аварията с ЯЦ Фукушима:

• Моделиране на компютъризирани системи;;

• Моделиране на пасивно оборудване;

• Площадка с няколко блока/съоръжения (Multi unit PSA and risk aggregation) (Показатели на риска (risk metrics): определяне на CDF/FDF и LER/LR при отчитане на всички блокове и съоръжения на една площадка: в процес на разработване са и постигане на консенсус по тях);

• Взаимозависимости между екипите на двата блока (MUPSA project);

• Природни опасности Моделиране на взаимосвързани външни и вътрешни природни опасности (без сеизмични въздействия) (correlated hazards);

• Увеличено време за изпълнение на функциите (mission time) (зависимост от (1) мощността на реактора; (2) Крайните състояния (PDS-CD);

• Отказ по обща причина (CCF) заради компютърни програми;

• Моделиране влиянието между блоковете, разположени на една площадка (multi-unit effects).

Заключение

В доклада са представи някои важни разлики между термините опасност и риск, честота и вероятност, анализ и оценка. Общоприетата формула за риска е визуализирана чрез графично представяне, което улеснява възприемането и разбирането за риска и неговия анализ. *Представянето на риска като отношение на източник на опасност и мерки за безопасност показва директната зависимост между вложените средства за мерките за безопасност и намаляването на риска. Чрез принципни схеми са визуализирани взаимовръзките между анализите на безопасност, детерминистичните и вероятностните анализи*. Представен е пример за *значението на обучението по ВАБ и връзката му с останалите дисциплини в областта на ядрената енергетика, безопасността и управлението на риска.*

Използвана литература:

[1] Наредба за "Осигуряване безопасността на ядрени централи", АЯР, (2016, изм. ДВ бр.37 от 04 май 2018 г.)
[2] Наредба за осигуряване на безопасността при управление на отработено ядрено гориво, АЯР, *(2004, изм. и доп. ДВ. бр.37 от 04 май 2018 г.)*
[3] Наредба за аварийно планиране и аварийна готовност при ядрена и радиационна авария, АЯР, (2011, изм. и доп. ДВ, бр. 55 от 07.07.2017 г.)
[4] Наредба за радиационна защита, АЯР, (2018, Обн., ДВ, бр.16, 20 февруари 2018 г.)
[5] Наредба за безопасност при управление на радиоактивните отпадъци, АЯР, (*2013,* Обн., ДВ, бр.*37, 04* май 2018 г.)
[6] Ръководство РР-5 за провеждане на детерминистични оценки за ЯЦ, АЯР, (2010)
[7] Ръководство РР-7 за провеждане на ВАБ за ЯЦ, АЯР, (2010)
[8] Ръководство РР-6 за използване на ВАБ в помощ на управлението на безопасността на ЯЦ, АЯР, (2010)
[9] Радиационният хормезис при човека. Позитивното действие на облъчването с малки дози, Георги Василев, 2012
[10] Толерантност към риска от АЕЦ, (1994), Издателска къща "Литавра"
[11] *The tolerability of risk from Nuclear Power Stations, UK-HSE, 1992*
[12] *IAEA, Safety Fundamental Principles, Safety Fundamentals SF-1, (2006)*
[13] *IAEA, Safety Assessment for Facilities and Activities, General Safety Requirements, Part 4, GSR Part 4, rev 01, IAEA, Vienna (2016)*
[14] *IAEA, Preparedness and Response for a Nuclear or Radiological Emergency, GSR Part 7, (2015)*
[15] *IAEA, Radiation Protection and Safety of Radiation Sources: International Basic Safety Standards, GSR Part 3, (2014)*
[16] *IAEA, Safety of Nuclear Power Plants: Design, Specific Safety Requirements SSR-2/1, Rev 01, (2016)*
[17] *IAEA, Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation, Specific Safety Requirements SSR-2/2, Rev 01, (2016)*
[18] *IAEA, Deterministic Safety Analysis for Nuclear Power Plants, Specific Safety Guide SSG-2, (2009)*
[19] *IAEA, Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, Specific Safety Guide SSG-3, (2010)*
[20] *IAEA, Development and Application of Level 2 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, Specific Safety Guide SSG-4, (2010)*

[21] *IAEA, Safety Glossa1,ry, Terminology Used in Nuclear Safety and Radiation Protection, 2018 Edition, 2018*
[22] *IAEA, Superseded safety standards, (2018)*
[23] *IAEA-TECDOC-1209, 2001, IAEA, Risk Management: A Tool for Improving Nuclear Power Plant Performance*
[24] *Safety Assessment Principles for Nuclear Plants, HSE Books, London, 1992*
[25] *IAEA INSAG-12, 1999, IAEA, Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants: 75-INSAG-3 Rev. 1*
[26] *IAEA, Defense in Depth in Nuclear Safety, INSAG-10, International Nuclear Safety Advisory Group, IAEA, Vienna, 1996*
[27] *IAEA Safety Series 50-P-4, 1992, IAEA, Procedures for Conducting Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants (Level 1)*
[28] *IAEA Safety Series 50-P-8, 1995, IAEA, Procedures for Conducting Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants (Level 2), Accident Progression, Containment Analysis and Estimation of Accident Source terms*
[29] *IAEA Safety Series 50-P-12, 1996, IAEA, Procedures for Conducting Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants (Level 3): Off-site Consequences and Estimation of Risk to the Public*
[30] *WENRA, Safety of new NPP designs, RHWG, (2013)*
[31] *WENRA, SRL Safety Reference Level for existing reactor, RHWG, (Sept 2014)*
[32] *WENRA, Practical elimination applied to new NPP designs - key elements and expectations, RHWG, (Sept 2019)*
[33] *USNRC, NUREG/CR-2300, 1983, PRA Procedures Guide, A Guide to Performance of Probabilistic Risk Assessments for Nuclear Power Plants, Final Report, Vol. 1: Chapters 1-8, Vol. 2: Chapters 9-13 and Appendices A-G*
[34] *USNRC, "An Approach for Using PRA in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis", RG 1.174, Revision 3, January 2018*
[35] *USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Inservice Testing", RG 1.175, August 1998 (revised in 2018);*
[36] *USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Graded Quality Assurance", RG 1.176, August 1998 (revised in 2008);*
[37] *USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Technical Specification", RG 1.177, Revision 1, May 2011*
[38] *USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Inservice Inspection of Piping", RG 1.178, Revision 1, September 2003*

(revised in 2018);
[39] *USNRC, "An Approach for Determining the Technical Adequacy of PRA Results for Risk-Informed Activities", RG 1.200, February 2000;*
[40] *Fault Tree Handbook, USNRC, NUREG-0592, ML100780465, 1981*
[41] *PRA Procedure Guide, USNRC, NUREG-2300, vol-1, 1983*
[42] *PRA Procedure Guide, USNRC, NUREG-2300, vol-2, 1983*
[43] *Handbook of Parameter Estimation for PRA, USNRC, NUREG-6823, ML032900131*
[44] *Reliability Study, USNRC, NUREG-5500, Volumes 01-11*
[45] *Guidance on the Treatment of uncertainties associated with PRA. PRA in Risk-Informed Decision Making (RIDM), USNRC-NUREG-1855, March 2009*
[46] *Guidance on the Treatment of uncertainties associated with PRA. PRA in Risk-Informed Decision Making (RIDM), USNRC-NUREG-1855, Rev 01, March 2016*
[47] *US-BNL (Brookhaven National Laboratory), Risk Importance Measures in the Design and Operation of Nuclear Power Plants, BNL-114389-2017-BC, I.Vrbanic, P. Samanta, 2017*
[48] *USNRC, Reactor Safety Study: An Assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants, WASH-1400 (NUREG-75/014) (October 1975)*
[49] *Kaplan Stanley, John Garrick, .On the Quantitative definition of risk, 1981*

Автор:
д-р Емил Кичев, ТУ-София, катедра ТЕЯЕ, ekichev@tu-sofia.bg

КОМПЕНСИРАНЕ НА НЕПРЕКИ РАЗХОДИ ЗА ВЪГЛЕРОДЕН ДИОКСИД В ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ

Ивайло Найденов

INDIRECT CARBON COST COMPENSATION IN THE EUROPEAN UNION

Ivaylo Naydenov

In the European Union the thermal power plants have the obligation to purchase allowances in order to be able to emit greenhouse gases in the atmosphere. The price of those allowances directly impacts power plants' production costs. On the other hand, they pass those expenses to the consumers as indirect carbon costs. Those costs may cause the so called "carbon leakage", where the consumers could lose competitiveness and relocate to a market where the carbon costs are lower or non-existent. That's why the EU applies indirect carbon cost compensation. This measure is briefly presented in the current paper.

Непреки разходи за емисии и изместване на въглеродни емисии

Непреките разходи за емисии са част от крайната цена на електроенергията, която се дължи на задължението на топлоелектрическите централи (ТЕЦ) да заплащат изцяло или частично въглеродните емисии, които изпускат в резултат на производствения си процес. Разходите за емисии, направени от ТЕЦ, се прехвърлят към крайния потребител във вид на покачване на крайната цена на електрическата енергия [1]. Така крайните потребители цялостно или частично заплащат разходите за емисии на производителите на енергия, т.е. заплащат непряко допълнителни емисии, включени в цената на електроенергията им. Поради това непреките разходи за емисии са прехвърлени разходи на трети страни и не са разходи на предприятията за излъчени от тях емисии.

Съгласно Насоки относно определени мерки за държавна помощ в контекста на схемата за търговия с квоти за емисии на парников газ след 2012 г. [1] „изместването на въглеродни емисии" (известно още като „изтичане на въглерод") представлява увеличаването на емисиите поради изместването на производства в страни извън Европейския съюз, които не могат да прехвърлят към клиентите си нарастването на производствените си разходи, породени от нарастването на цената на електроенергията поради нарастване на цените на емисиите, без да загубят съществен пазарен дял.

В този смисъл, справянето с риска от изтичане на въглерод се тълкува от Европейската комисия като мярка за опазване на околната среда.

Т.е., нарастването на цените на въглеродните емисии и прехвърлянето на това поскъпване към цената на електроенергията би довело до напускане на Европейския съюз на производства към трети страни, в които електроцентралите не заплащат въглеродни емисии или ги заплащат на по-ниски цени. По този начин целите на ЕС се компрометират в две направления – загуба на конкурентоспособност и ощетяване на климатичните цели, тъй като емисиите, които биха били спестени в рамките на съюза биха се излъчили другаде за сметка на по-ниски цени на електроенергията за промишлеността. Изтичането на въглерод засяга различно различните икономически отрасли. Особено са засегнати енергоинтензивните производства, при които разходите за електроенергия представляват значителен дял от производствените разходи. Например в цветната металургия разходите за електроенергия формират около 30-40% [2], а при стоманодобива – около 20-40% [3] от производствените разходи.

Поради тази причина Европейската комисия е въвела инструментариум за ограничаване на тези явления във вид на помощ за предприятия, изложени на значителен риск от изтичане на въглерод.

Компенсации за непреки разходи за въглеродни емисии

Съгласно изменения с Директива (ЕС) 2018/410 от 14 март 2018 г. чл. 10а, параграф 6 на Директива 2003/87/ЕО, държавите-членки следва да приемат финансови мерки в полза на отраслите или подотраслите, които са изложени на реален риск от изместване на въглеродни емисии като средствата за тези мерки произхождат от приходите от продажба на квоти въглероден диоксид. Страните-членки следва да се стремят размерът на тези финансови мерки да не надвишава 25% от годишните приходи от продажба на емисии. В случай, че е необходимо този дял да се надвиши, страните-членки следва да представят допълнителни обосновки пред Европейската комисия [4].

В [1] Европейската комисия определя изискванията и алгоритъма за изчисляване на компенсациите за непреки разходи. Помощ може да се приложи, само когато прехвърлянето на разходи за квоти за парникови газове в цените на електроенергията може да доведе до изтичане на въглерод, ако конкурентите на потенциалните бенефициери от трети страни не са изправени пред подобни разходи за CO_2 в своите цени на електроенергията и предприятията нямат възможност да прехвърлят тези разходи в цените на продуктите, без да загубят значителен пазарен дял.

Потенциалните бенефициери на помощта следва да отговарят на

определени от Европейската комисия строги критерии за допустимост, като например да не са в затруднено финансово положение, както и да осъществяват икономическата си дейност в определените от Европейската комисия икономически сектори. Прилагането на компенсацията се извършва съгласно Насоките и може да влезе в сила единствено след нотифициране и одобрение от Европейската комисия.

За да могат да кандидатстват за такава помощ, предприятията следва да извършват икономическата си дейност в един от петнадесет определени от ЕК отрасъла. Основните за България отрасли са:

- производство на алуминий;
- производство на други неорганични химически вещества;
- производство на олово, цинк и калай;
- производство на стомана, чугун и феросплави;
- производство на хартия и картон;
- производство на торове и азотни съединения;
- производство на мед;
- производство на механична маса (пулп).

Изчисляването на размера на помощта се определя съгласно следните зависимости:

$$A_{max,t} = A_{i,t} \cdot C_t \cdot P_{t-1} \cdot E \cdot BO \quad (1)$$

$$A_{max,t} = A_{i,t} \cdot C_t \cdot P_{t-1} \cdot EF \cdot BEC \quad (2)$$

Във формули (1) и (2) са използвани следните означения: $A_{max,t}$ – максимален размер на помощта за календарната година t; $A_{i,t}$ – интензитетът на помощта за календарната година t, определен съгласно [1] (максималният размер на компенсацията за непреки разходи; за 2018 и 2019 г. е 75%); C_t – приложимият емисионен коефициент, определен в [1], tCO_2/MWh (за България този коефициент е 1,12 tCO_2/MWh); P_{t-1} – форуърд цената за квоти емисии на парникови газове за предходната календарна година t-1, EUR/tCO_2; E – целеви показател за ефективност на производството, MWh/t продукт, определен в [1]; BO – базово производство, t; EF – исторически целеви показател на потреблението на електроенергия, равен на 80% и BEC – базово потребление на електроенергия, MWh.

Приложимост в Европейския съюз

Към настоящия момент дванадесет страни-членки – Белгия (региони Фландрия и Валония), Нидерландия, Германия, Великобритания, Испания, Франция, Словакия, Финландия, Латвия, Гърция, Полша и Люксембург, както и Норвегия, прилагат финансов механизъм за компенсиране

на индиректните разходи за емисии парникови газове. Валония и Люксембург получават одобрение от Европейската комисия за прилагане на компенсации през 2018 г., а Полша – през 2019 г. Чехия ще започне прилагането на такава схема от фаза 4 на Европейската схема за търговия с емисии [5,6].

Последните обобщени данни за размера на компенсациите в тези страни са за 2016 и 2017 г., когато цените на квотите са относително ниски. Те са представени в Таблица 1. В Таблица 2 са обобщени периодите на прилагане на държавните помощи за компенсиране на индиректните разходи за емисии в рамките на фаза 3 от Европейската схема за търговия с емисии (2013 – 2020 г.). Важно е да се отбележи, че седем от тринадесетте схеми са приложени ретроактивно, т.е. налична е практика на ГД „Конкуренция“ в този аспект.

Динамика на цените на въглеродните емисии

Изменението на средноаритметичните годишни цени на квотите въглероден диоксид на търговете на борсата EEX е обобщено на Фигура 1. Вижда се очертаващата се тенденция на повишаване на цените за емисии. Настоящата година отбелязва лек спад поради възникналите форсмажорни обстоятелства на световните пазари. Въпреки това ценовите равнища се запазват сравнително високи.

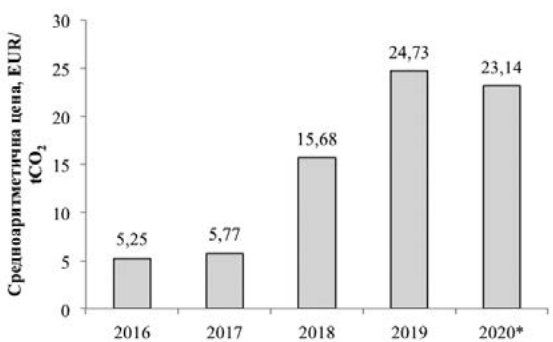
Тези ценови равнища се отразяват отрицателно както на производителите на електроенергия, използващи изкопаеми горива, така и на потребителите на електроенергия, особено в страните с висок дял на топлоелектрическите централи в електроенергийния микс.

Заключение

Закупуването на разрешителни за изхвърляне в атмосферата на емисии въглероден диоксид от страна на производителите влияе не само на производствените разходи на топлоелектрическите централи, но и на потребителите на електрическа енергия. Това е така, тъй като повишените производствени разходи на електроцентралите водят до повишаване на цените на електроенергията. Това е особено изразено в случаите, в които ТЕЦ имат висок дял в производството на съответния електроенергиен пазар. Повишаването на цените на емисиите влияе отрицателно на конкурентоспособността както на електроцентралите, така и на промишлените потребители, най-вече на тези, при които разходите за електроенергия имат съществен принос в произ-

Таблица 1. Размер на компенсациите в ЕС за 2016 и 2017 г. [5]

	2016			
	Компенсация	Приходи от емисии	Дял на компен-сацията от приходите от CO_2	
	млн. евро	*млн. евро*		
Фландрия	46,75	56,92	82,13%	
Нидерландия	53,59	142,61	37,58%	
Германия	288,72	850,39	33,95%	
Велико-британия	19,00	424,33	4,48%	
Испания	71,44	369,46	19,34%	
Франция	135,15	234,68	57,59%	
Словакия	10,00	65,05	15,37%	
Финландия	37,91	71,22	53,23%	
Литва	1,04	11,50	9,04%	
Гърция	12,40	148,03	8,38%	



Фигура 1. Средноаритметична годишна цена на квотите въглероден диоксид, постигната на общоервопейските аукциони. Данните за 2020 г. са към 24.08.2020 [7]

	2017		
	Компенсация	Приходи от емисии	Дял на компен-сацията от приходите от CO_2
	млн. евро	*млн. евро*	
	31,72	76,14	41,66%
	36,90	190,71	19,35%
	202,21	1146,82	17,63%
	17,16	566,48	3,03%
	66,64	493,55	13,50%
	98,73	313,40	31,50%
	10,00	87,06	11,49%
	26,75	95,26	28,08%
	0,24	15,39	1,56%
	12,44	198,03	6,28%

водствените разходи.

В резултат на тези обстоятелства може да възникне явлението „изместване на въглеродни емисии“. За да се запази конкурентоспособността на енергоинтензивната промишленост, Европейската комисия е въвела схема за компенсиране на непреките разходи за емисии, така че да се запазят производствата в Европейския съюз. Към момента такива мерки се прилагат в 12 страни на ЕС, от които се възползват предприятия от 15 отрасъла.

Източници:

[1] Европейска комисия (2012) Насоки относно определени мерки за държавна помощ в контекста на схемата за търговия с квоти за емисии на парников газ след 2012 г., Официален вестник на Европейския съюз, C 158/4, 5.6.2012

[2] Statista (2019) Electricity costs as a percentage of total production costs for non-ferrous metals in the European Union (EU) in 2019

Таблица 2. Компенсации за непреки разходи в Европейския съюз за фаза 3 от Европейската схема за търговия с емисии (2013 -2020), данни на ГД „Конкуренция“

Страна/Регион	Период на приложение	
Фландрия	2013 – 2020	
Нидерландия	2013 – 2020	
Германия	2013 – 2020 (приложена ретроактивно от 2014)	
Великобрита-ния	2014 – 2020	
Испания	2013 – 2020	
Франция	2015 – 2020 (нотифицирана 2016, приложена ретроактивно)	
Словакия	2014 – 2020 (нотифицирана 2015, приложена ретроактивно)	
Финландия	2016 – 2020 (нотифицирана 2017, приложена ретроактивно)	
Литва	2014 – 2020 (нотифицирана 2015, приложена ретроактивно)	
Гърция	2013 – 2020 (нотифицирана 2014, приложена ретроактивно)	
Полша	2019 – 2020	
Валония	2017 – 2020	
Люксембург	2017 – 2020 (нотифицирана 2018, приложена ретроактивно)	

	Дело за държавна помощ
	State aid SA.37017 (2013/N) – Belgium, Compensation for indirect EU ETS costs
	State aid SA.37084 (2013/N) - The Netherlands, Compensation for indirect EU ETS costs
	SA.36103 State aid for indirect CO_2 costs (ETS) in Germany
	State aid SA.35449 (2014/N) – United Kingdom, Aid for indirect Carbon Price Floor costs
	State aid SA.36650 (2013/N) – Spain, Compensation for indirect EU ETS costs in Spain; State Aid decision SA.36650 (2013/N) dated 14.11.2013 (OJ C 17, 21.1.2014, p. 8); State Aid decision SA.45164 (2016/N) dated 14.6.2016 (OJ C 36, 3.2.2017, p. 1); State Aid decision SA.49751 (2017/N dated 15.12.2017 (OJ C 80, 2.3.2018, p. 1); State Aid SA.53427 (2019/N) – Spain, Compensation for indirect EU ETS costs in Spain – Budget increase
	Aide d'État SA.43389 (2016/N) —France, Aide en faveur des entreprises exposées à un risque significatif de fuite de carbone en raison des coûts du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité
	SA.43506 (2015/N) – Compensation of indirect CO_2 costs in Slovakia
	State Aid SA.44378 (2016/N) – Finland, Aid scheme for indirect emission trading costs compensation
	State Aid SA.41981(2015/N) – Lithuania, Relief from indirect CO_2 costs in electricity in Lithuania
	State aid SA.38630 (2014/N) – Greece, National scheme for the compensation of indirect EU ETS costs
	State Aid SA.53850 (2019/N) – Poland, Compensation for indirect emission costs in Poland
	Aide d'état SA.49630 (2017/N)–Belgique, Aide aux entreprises en compensation des coûts des émissions indirectes en application des lignes directrices relatives au SEQE
	Aide d'état SA.51097 (2018/N) –Luxembourg, Loi instaurant un régime d'aide dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2012

[3] World Steel Association (2019) Energy Use in Steel Industry
[4] Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14 март 2018 година за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814, OJ L 76, 19.3.2018, стр. 3–27
[5] Marcu, A., E. Alberola, J.-Y. Caneill et al. (2019) 2019 State of the EU ETS Report
[6] European Commission (2019) State Aid SA.53850 (2019/N) – Poland, Compensation for indirect emission costs in Poland, Brussels, 29.8.2019, C(2019) 6371 final
[7] EEX (2020) Auction Market [https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market]

Автор:
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com

ВЛИЯНИЕ НА РАЗХОДИТЕ ЗА ЕМИСИИ ВЪГЛЕРОДЕН ДИОКСИД ВЪРХУ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТТА НА ТЕЦ И ПОТРЕБИТЕЛИТЕ

Ивайло Найденов

IMPACT OF CARBON DIOXIDE COSTS ON THE COMPETITIVENESS OF THERMAL POWER PLANTS AND ELECTRICITY CONSUMERS

Ivaylo Naydenov

The rising price of the CO_2 allowances in the European Union leads to increasing production costs of thermal power plants. Simultaneously the indirect carbon costs for electricity consumers also rise. The Bulgarian power system's production costs are heavily impacted by CO_2 prices, since thermal power plants contribute to more than 40% of the power generation. Meanwhile, Bulgarian thermal power plants have high emission factors – around 1.2 tCO_2/MWh. That leads to increased indirect costs for Bulgarian consumers. The current paper assesses the indirect costs for Bulgarian consumers for the period 2016-2020.

Въведение

Непреките разходи за емисии са част от крайната цена на електроенергията, която се дължи на задължението на топлоелектрическите централи (ТЕЦ) да заплащат изцяло или частично въглеродните емисии, които изпускат в резултат на производствения си процес. Разходите за емисии, направени от ТЕЦ, се прехвърлят цялостно или частично към крайния потребител, като по този начин консуматорът заплаща изцяло или частично разходите за емисии, направени от електроцентралите [1].

В настоящия доклад е направена оценка на влиянието на цените на въглеродните емисии както върху изменението на производствените разходи на ТЕЦ, така и върху размера на непреките разходи за емисии на потребителите в страната. Размерът на тези разходи е сравнен с пазарната цена на сегмента „централизиран пазар ден-напред“ на „Българска независима енергийна борса“ (БНЕБ).

Емисионен фактор на ТЕЦ

Непреките разходи за емисии зависят от емисионния фактор на топлоелектрическите ценитрали, тъй като той показва как направените разходи за емисии се прехвърлят в производствените разходи за единица продукт. Определеният от Европейската комисия за България емисионен

фактор за фаза 3 на Европейската схема за търговия с емисии (2012-2020 г.) е 1,12 tCO_2/MWh [1]. Референтният емисионен фактор за ТЕЦ за периода 2014-2020 г., определен от МОСВ, е 1,278 tCO_2/MWh [2].

Влияние на цената на емисиите върху производствените разходи на ТЕЦ и непреките разходи за потребителите

В Таблица 1 е представено повишението на цените на квотите парников газ за периода 2016-2020 г. като е изчислен ефектът върху производствените разходи на електроцентралите и размерът на косвените разходи за емисии в стойността на електроенергията. За целите на изчисленията са използвани и двата емисионни фактора – този на Европейската комисия, който би бил използван за изчисляване на евентуални компенсации на потребителите, и този на МОСВ, който представя по-реалистична структура на разходите в електроенергийната система у нас. Данните за цените на емисиите за 2020 г. са към 24 август 2020 г.

Изчисленията са извършени съгласно зависимости (1) и (2).

$$PC_{ТЕЦ} = P_{CO_2} \quad EF, лв./MWh \tag{1}$$

$$IC = PC_{ТЕЦ} \quad S_{ТЕЦ} = PC_{ТЕЦ} \quad S_{ТЕЦ} \quad P_{CO_2} \quad EF, лв./MWh \tag{2}$$

В зависимости (1) и (2) са използвани следните означения: $\Delta PC_{ТЕЦ}$ – нарастване на производствените разходи на ТЕЦ поради нуждата от закупуване на въглеродни квоти, лв./MWh; P_{CO2} – цена на тон въглеродни емисии, лв./tCO_2; EF – емисионен фактор, tCO_2/MWh; IC – непреки разходи, лв./MWh; $S_{ТЕЦ}$ – дял на ТЕЦ в електропроизводството.

Таблица ,1. Оценка на изменението на размера на косвените разходи за емисии върху всички потребители в България

	Средноаритметични годишни цени на квотите [3]		Повишаване на производствените разходи на ТЕЦ		
			EF=1,12 tCO_2/MWh	EF=1,278 tCO_2/MWh	
	EUR/tCO_2	*лв./tCO_2*	*лв./MWh*	*лв./MWh*	
2016	5,25	10,27	11,50	13,12	
2017	5,77	11,29	12,64	14,42	
2018	15,68	30,67	34,35	39,19	
2019	24,73	48,37	54,17	61,81	
2020#	23,14	45,26	50,26	57,84	

Допуснато е, че прехвърлянето на разходите за емисии на производителите към потребителите е 100%, а ефектът върху потребителите е пропорционален на дяла на ТЕЦ (не са разгледани ефектите от вноса и износа). Така е определено поскъпването, причинено само от цената на квотите. Резултатите са нормализирани на произведен мегаватчас, за да се елиминира ефектът от разпределянето на безплатни квоти измежду горивните инсталации.

От представените резултати се вижда почти петкратното увеличение на цените на квотите за пълния четиригодишен период 2016-2019 г., което води до увеличаване на непреките разходи за емисии от около 5 лв./MWh до 24-28 лв./MWh. Ефектът върху производствените разходи на ТЕЦ е правопропорционален – нарастване от около 5 пъти до 50-58 лв./MWh.

През 2020 г. се забелязва намаляване на всички показатели, основно поради възникналите форсмажорни обстоятелства.

Влияние върху конкурентоспособността

В Таблица 2 са представени резултатите от изчисляване на относителния размер на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии и на непреките разходи спрямо пазарната цена. Пазарната цена представлява средногодишната цена на централизирания пазар „ден-напред“ на БНЕБ, съгласно данни на КЕВР и БНЕБ [7,9-15]. Стойността за 2020 г. е пресметната за периода януари-юли включително.

Вижда се, че тенденцията на повишаване на цените на емисиите води до повишаване на относителния размер на производствените разходи на

	Дял на ТЕЦ [4-8]	Оскъпяване на електроенергията за крайния потребител (косвени разходи)	
		EF=1,12 tCO_2/MWh	EF=1,278 tCO_2/MWh
	%	*лв./MWh*	*лв./MWh*
	44,8%	5,15	5,88
	47,9%	6,05	6,91
	44,1%	15,13	17,28
	44,8%	24,28	27,70
	40,9%	20,75	23,67

#към 24 август 2020 г.

ТЕЦ, породени от заплащането за емисии, от около 20% до 60-70%. Нарастването на относителния размер е значително, въпреки нарастващата тенденция в цената на енергията. Това се дължи на по-големия темп на нарастване на цените на емисиите (4,7 пъти за периода 2016-2019) в сравнение с темпа на нарастване на цените на електроенергията (1,4 пъти за периода 2016-2019). Това обстоятелство оказва сериозно отрицателно въздействие върху конкурентоспособността на ТЕЦ, тъй като са налични и други променливи и постоянни разходи в структурата на производствените им разходи. По този начин пазарната позиция на топлоелектрическите централи е силно застрашена.

Таблица 2. Относителен размер на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии и на непреките разходи спрямо пазарната цена

	Цени БНЕБ [7,9-15]	Относителен размер на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии		Относителен размер на непреките разходи	
	лв./MWh	EF=1,12 tCO_2/MWh	EF=1,278 tCO_2/MWh	EF=1,12 tCO_2/MWh	EF=1,278 tCO_2/MWh
2016	67,30	17,09%	19,50%	7,66%	8,74%
2017	79,56	15,89%	18,13%	7,61%	8,68%
2018	82,84	41,46%	47,31%	18,28%	20,86%
2019	95,13	56,95%	64,98%	25,52%	29,12%
2020*	81,30	62,35%	71,14%	25,52%	29,12%

Относителният размер на непреките разходи на потребителите, изразен като дял от цената за енергия също нараства до около 25-30%. По този начин непреките разходи стават основен ценообразуващ елемент. Поради това от потребителите, имащи възможност да закупуват електроенергия от свободния пазар, може да бъде възприета пазарна стратегия за закупуване на електроенергия от външни пазари или от производители, при които няма разходи за емисии. По този начин конкурентоспособността на ТЕЦ допълнително се влошава.

Важно е да се отбележи, че този анализ допуска равномерно разпределение на разходите измежду потребителите. В действителност, при хибридния модел на пазара у нас, както и при наличието на непа-

зарни механизми за компенсация на разходи в електроенергийната система, е напълно възможно някои потребители да носят по-голяма тежест от други. Така или иначе, тези явления оказват силно отрицателно въздействие върху енергоинтензивните отрасли, при които разходите за електроенергия надвишават 1/5 от производствените разходи [16]. От друга страна, свободният пазар предоставя на потребителите гъвкавост, с която могат да оптимизират преките си разходи за енергия. Това, обаче, не важи за разходите, включени в цена „задължения към обществото".

За централите основните възможности за запазване на конкурентоспособността са технологични и са свързани с допълнителни инвестиции – инсталации за улавяне на въглероден диоксид и/или подмяна на горивната база, тъй като ограничаването на производството би довело до допълнителна загуба на пазарен дял.

Заключение

Нарастването на цените на квотите въглероден диоксид води до нарастване както на производствените разходи на топлоелектрическите централи, така и на непреките разходи за емисии на потребителите. Тази тенденция се отразява негативно на конкурентоспособността както на производителите, така и на потребителите, както е видно от относителните размери на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии, и на непреките разходи спрямо пазарната цена.

Източници:

[1] Европейска комисия (2012) Насоки относно определени мерки за държавна помощ в контекста на схемата за търговия с квоти за емисии на парников газ след 2012 г., Официален вестник на Европейския съюз, C 158/4, 5.6.2012

[2] МОСВ (2014) Изчисление и прогноза за емисионния фактор на парниковите газове за националната електрическа мрежа на Република България за периода 2014 –2020 г., С.

[3] EEX (2020) Auction Market [https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market]

[4] КЕВР (2017) Годишен доклад за Европейската комисия 2016 г.

[5] КЕВР (2018) Годишен доклад за Европейската комисия 2017 г.

[6] КЕВР (2019) Годишен доклад за Европейската комисия 2018 г.

[7] КЕВР (2020) Годишен доклад за Европейската комисия 2019 г.

[8] ENTSO-E (2020) Actual Generation per Production Type, ENTSO-E Transparency Platform [https://transparency.entsoe.eu/], достъпено на 24 август 2020 г.
[9] БНЕБ (2020) Месечен доклад януари 2020 г.
[10] БНЕБ (2020) Месечен доклад февруари 2020 г.
[11] БНЕБ (2020) Месечен доклад март 2020 г.
[12] БНЕБ (2020) Месечен доклад април 2020 г.
[13] БНЕБ (2020) Месечен доклад май 2020 г.
[14] БНЕБ (2020) Месечен доклад юни 2020 г.
[15] БНЕБ (2020) Месечен доклад юли 2020 г.
[16] Moya, J.A., A. Boulamanti (2016) Production costs from energy-intensive industries in the EU and third countries, Joint Research Institute, European Commission

Автор:
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com

ЯДРЕНИ ГОРИВА ЗА РЕЦИКЛИРАНЕ НА ПЛУТОНИЙ В РЕАКТОРИ С ВОДА ПОД НАЛЯГАНЕ

Златина Манчева, Ивайло Найденов

NUCLEAR FUELS FOR PLUTONIUM RECYCLING IN PRESSURISED WATER REACTORS

Zlatina Mancheva, Ivaylo Naydenov

The global plutonium stock amounts to 530 tHM of which 310 tHM are civilian material. Plutonium management is an important issue since all uranium fuelled reactors produce plutonium. One option is to recycle the plutonium in the form of mixed oxide fuel and burn it in pressurized water reactors. That would allow utilizing plutonium's energy content using well developed technologies. The current paper gives an overview of the main contemporary concepts for nuclear fuel that would improve plutonium recycling in PWR.

Въведение

При експлоатацията на ураново гориво, в резултат на захващането на неутрони от ядрата на ^{238}U, се получава нов делящ се изотоп – ^{239}Pu. Чрез последователност от (n;γ) реакции се получават и други по-тежки плутониеви изотопи [1]. Като следствие, в отработеното гориво, наред с остатъчния уран и продуктите на делене, е наличен плутоний. Годишното количество генериран плутоний е между 136 и 366 kg на реактор, от които между 47 и 69% са ^{239}Pu, в зависимост от типа реактор [2].

Един от начините за утилизация на тези количества плутоний е включването им в смесени уран-плутониеви горива (MOX). Първоначалното развитие на MOX горивата е продиктувано именно от необходимостта за имобилизиране на излишния плутоний от граждански и военен произход [3]. MOX горивата за леководни реактори съдържат от 4 wt.% до 10 wt.% плутоний [4]. Първата опитна експлоатация на MOX в леководни реактори започва през шестдесетте години на XX век, а през седемдесетте години се преминава към промишлената им експлоатация, първоначално в кипящи реактори, а впоследствие и в реактори с вода под налягане в електроцентрали във Франция и ФРГ [5].

Разликите в неутронно-физичните свойства на урана и плутония водят до няколко ефекта, проявяващи се при експлоатацията на MOX в

леководни реактори, по-важните от които са втвърдяване на неутронния спектър, локални пикове на енергоотделянето и намаляване на средното време на живот на топлинните неутрони. По-подробно тези ефекти, както и експлоатационните особености на MOX горивата в реактори с вода под налягане са разгледани в [6].

Типове горивни касети за рециклиране на плутоний

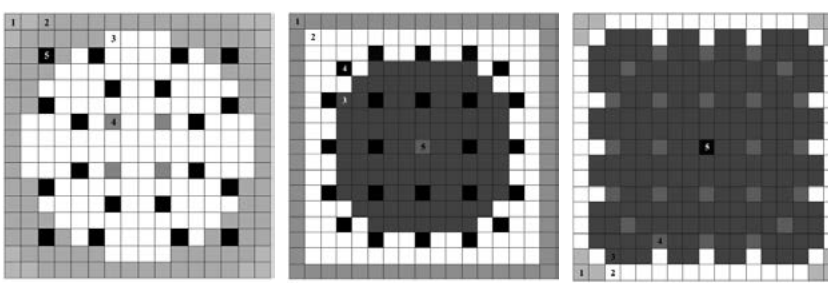
Съществуват два основни типа конфигурации на горивни касети с MOX [4,7]:

• Конфигурация „плутониев остров“, при която централните топлоотделящи елементи са заредени с MOX, а периферните – със стандартно ураново гориво. Такъв тип профилиране е по-подходящ за кипящи реактори и реактори, при които между касетите има големи хлабини, запълнени с вода;

• Изцяло плутониева касета – подходяща за реактори с вода под налягане като ефектите от неравномерността на неутронния поток и пиковете на енергоотделянето се компенсират чрез подходящо профилиране на концентрацията на плутония в касетата.

На Фигура 1 са представени профилирани стандартни горивни касети за реактори с вода под налягане, експлоатирани в Германия и Франция през деведесетте години на XX век.

Обозначенията са, както следва: за касета 16×16: 1 – 12 TOE с масов дял на делящи изотопи на плутония в тежкия метал 2,0 wt.%; 2 – 92 TOE с масов дял на делящи изотопи на плутония в тежкия метал 2,8 wt.%;



Фигура 1. Стандартна MOX касета 16×16, използвана в немски реактори с мощност 1300 MW в началото на 90-те (ляво); стандартна MOX касета 17×17 за френски реактор PWR 900 (в средата) и касета PWR AFA 2G (дясно) [4,7]

3 – 128 ТОЕ с масов дял на делящи изотопи на плутония в тежкия метал 4,1 wt.%; 4 – клетка, запълнена само с топлоносител; 5 – направляващи тръби за органите на СУЗ; за касета 17×17: 1 – зона 1: 64 ТОЕ с дял на плутоний 3,35%; 2 – зона 2: 100 ТОЕ с дял на плутоний 5,10%; 3 – зона 3: 100 ТОЕ с дял на плутоний 6,75%; 4 – направляващи тръби за органите на СУЗ; 5 – централна инструментална тръба; за касета PWR AFA 2G: 1 – 12 ТОЕ с общ масов дял на плутония 2,70%; 2 – 68 ТОЕ с общ масов дял на плутония 3,86%; 3 – 184 ТОЕ с общ масов дял на плутония 5,98%; 4 – направляващи тръби за органите на СУЗ; 5 – централна инструментална тръба. Еволюцията на френските горивни касети включва промяна на профилирането по масов дял на плутония и постепенното му повишаване.

Модификацията, показана в средата на Фигура 1 се експлоатира до 1995 г., когато е заменена от касета AFA 2G. Тя на свой ред е заменена през 2001-2002 г. с MOX касета от трето поколение AFA 3G. Разположението на плутониевите зони е същото като при AFA 2G, но масовият дял на плутония е повишен – 3,65% в зона 1, 6,5% в зона 2 и 9,8% в зона 3 [8].

Съвременни концепции за смесени горива

В настоящата статия са разгледани няколко съвременни концепции за конструктивно оформление на смесени горива за реактори с вода под налягане, които могат да се използват като заместител на конвенционалните UO_2 и MOX горива. Въпреки че повечето от тези нови проекти са обект на детайлни теоретични изследвания, понастоящем нито един от тях не е внедрен в промишлена експлоатация. В контекста на средносрочното управление на плутония се разграничават две възможности [4]:

- Оптимизирано използване и съхранение;
- Унищожаване.

И двата аспекта могат да се реализират при прилагането на някои съвременни концепции за уран-плутониеви горива за реактори с вода под налягане.

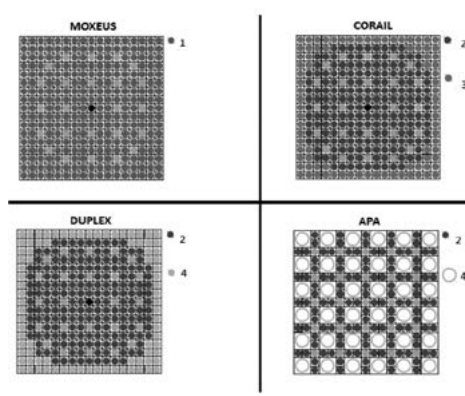
- Смесено гориво с обогатен уран (MIX) [4,9]

Концепцията MOXEUS (MOX Enriched Uranium Support), известна още като MOX-EU (MOX-Uranium Enrichi) или MIX, е смесено уран-плутониево гориво, подходящо за многократно рециклиране на плутоний в реактори с вода под налягане. В този случай стандартна конструкция на MOX касета се зарежда със смесено уран-плутониево гориво, което се изработва от обогатен уран. MIX е смесено уран-плутониево оксидно гориво за PWR, в което PuO_2 има само второстепенна роля като източник на делящи се из-

отопи, а по–голямата част от деленията се осъществява в UO_2. Тъй като PuO_2 играе второстепенна роля, горивните касети, показани на Фигура 2, и неутронно-физичните характеристики на горивото са сходни с тези на UO_2. Това контрастира с конвенционалния MOX, в който се използва обеднен или природен UO_2, а плутонията във вид на PuO_2 представлява основният делящ се материал.

Концепцията MIX е разработена като потенциална техническа възможност за постигане на затворен по отношение на плутония горивен цикъл с многократно рециклиране в реактори с вода под налягане като обогатеният уран се използва за компенсация на загубата на реактивност, дължаща се на деградиращия с облъчването изотопен състав на плутония. Касетите, използвани за оформяне на MIX, са конструктивно идентични с касетите UO_2, което запазва механичните и термохидравличните характеристики на активната зона.

Първоначалният вариант на концепцията предвижда дял на плутония в смесеното гориво от 1,3 wt. % и обогатяване на урана до 3,9 wt. %, което е еквивалентно на ураново гориво с обогатяване 4,7%. Вариациите в изотопния състав на плутония трябва да се компенсират с корекции на обогатяването на UO_2. Плутонията може да достигне до 12 wt. % при обогатяване на урана от 2,5 wt. % в зависимост от прилаганата стратегия за управление на плутониевия инвентар. Освен това съдържанието на плутоний трябва да е ограничено, за да се избегнат прекалено високи



Фигура 2. Конфигурация на горивните касети за концепции MIX, CORAIL, APA и DUPLEX. 1 – топлоотделящи елементи MIX; 2 – топлоотделящи елементи UO_2; 3 – топлоотделящи елементи MOX; 4 – топлоотделящи елементи $(Pu,Ce)O_2$ [9]

стойности на коефициентите по реактивност. Тези относителни пропорции на горивото биха позволили всички повторни преработки на плутония да се прилагат безпроблемно.

Тъй като ядрено-физичните характеристики на MIX се доминират от урана, горивото има сравнително малка чувствителност към изотопното качество на плутония. При това, намаляването на плутониевия инвентар е приблизително 60 kg/TWh. Тази концепция може да се приложи и за рециклиране на америций. Горивото, съдържащо америций, се поставя в отделни топлоотделящи елементи, наречени „цели“, заедно с около 50% MIX. Обогатяването на урана в това MIX гориво е увеличено, за да се компенсира поглъщането на неутрони от америциевите цели.

Производството на MIX ще трябва да отговаря на същите стандарти на безопасност, както производството на MOX. Тези стандарти, обаче, ще трябва да се прилагат за неколкократно по-големи масови потоци, което би довело до завишаване на производствените разходи. Към това следва да се добавят и разходите, възникващи за уранов концентрат, конверсия и обогатяване, които отсъстват при производството на MOX. Освен това мощността на инсталацията за производство на MIX би била два до три пъти по-голяма, отколкото в случая на производство на MOX.

В сравненние с еднократно рециклиране на конвенционалните MOX, многократното рециклиране на MIX значително намалява радиотоксичността на потока високоактивни отпадъци (ВАО), тъй като само малка част от плутония (загуби при преработка) попада в отпадния поток при радиохимичната преработка. При всяко рециклиране масата на плутония намалява, което води и до постепенно намаляване на радиотоксичността му. В случай, че рециклирането на плутония продължи в реактори на бързи неутрони радиотоксичността би намаляла още. MIX осигурява намаляване на радиотоксичността в сравнение с традиционните MOX горива. Същевременно, обемите на средно и ниско активните отпадъци, генерирани при преработката, са сравними с количествата, получвани при преработка на MOX. В Таблица 8 са представени масовите дялове на ^{235}U и плутония в свежото гориво MIX.

Таблица 1. Минимални и максимални масови дялове (в wt%) на ^{235}U и плутония в свежото гориво MIX

	^{235}U	w_{Pu}	^{238}Pu	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu
MIN	0,25	0,00	0,50	10,00	10,00	0,00	1,50
MAX	5,00	16,00	8,00	80,00	40,00	25,00	35,00

- Усъвършенствана плутониева касета (APA и APA DUPLEX) [4,9]

Усъвършенстваната плутониева касета APA (Advanced Plutonium Assembly) се явява алтернатива на MOX за изгарянето на плутония в реактори с вода под налягане. APA представлява горивна касета, включваща едновременно TOE с UO_2 и TOE, съдържащи плутоний, включен в цериева матрица. Плутониевите TOE са оптимизирани, а оформлението на касатета е направено така, че да се избегнат ефектите на екраниране, наблюдавани при частично зареждане на активната зона с уран-плутониево гориво.

В касетата APA са подредени хетерогенно (в отделни топлоотделящи елементи) PuO_2, поставен в интертна цериева матрица $(Pu,Ce)O_2$ и UO_2. Общ вид на касетата е представен на Фигура 2. Тя е съставена от 36 топлоотделящи елемента с голям диаметър, в които е поставена плутоний-цериевата матрица, и 120 топлоотделящи елемента с UO_2 Топлоотделящите елементи с UO_2 са напълно идентични с тези, използвани в стандартизираните касети за реактори с вода под налягане. От друга страна, плутоний-съдържащите TOE съдържат пръстеновидни горивни таблетки от плутоний-цериев диоксид $(Pu,Ce)O_2$. Тази горивна матрица е с голям външен диаметър, като клетката й заема обем, еквивалентен на обема на четири клетки, съдържащи топлоотделящи елементи с ураново гориво.

През централния пръстен на горивната таблетка преминава топлоносител като това увеличава местното съотношение забавител-гориво и го поддържа близо до оптималната стойност за плутония. Отсъствието на уран в съдържащите плутоний TOE, намалява възпроизводството на ^{239}Pu и способства за увеличаване на потреблението на плутоний. То възлиза на около 75 kg/TWh(e).

Освен това изотопният състав на отработения плутоний е много деградирал (много ниско съдържание на ^{239}Pu), което е положителен ефект от гледна точка на неразпространението на ядрен материал.

Проектът APA има няколко недостатъка. Геометрията на плутониевата горивна композиция е различна от досега използваните. Необходимо е и да се докажат механичните и якостните характеристики на конструкцията на касетата. Освен това, разположението на регулиращите органи е несъвместимо с разположението на вътрешнокорпусните устройства на експлоатираните понастоящем реактори с вода под налягане. Иновативната геометрия и материалът на плутоний-съдържащата матрица също налагат провеждането на допълнителни изпитания. Същото важи и за установяване на поведението на горивото в аварийни ситуации. Всички тези недостатъци довеждат до изоставянето на касетата APA на етапа на концептуална разработка.

Концепцията за изгаряне на плутоний с помощта на матрица от

$(Pu,Ce)O_2$ е доразвита във вид на горивна касета, наречена APA-DUPLEX. Касетата DUPLEX се състои от хетерогенно подреждане на PuO_2 в интертна матрица, заобиколена от топлоотделящи елементи, съдържащи UO_2. Големите пръстеновидни $(Pu,Ce)O_2$ ТОЕ са заменени с по-малки плътни таблетки от $(Pu,Ce)O_2$. В този случай касетата е конструктивно идентична с касетите, използващи ураново гориво. Това запазва хидравличните характеристики на активната зона и отпада необходимостта от реконструкция на СУЗ, тъй като разположението на регулиращите органи остава непроменено. В случая на касета DUPLEX те преминават през зоната, съдържаща ураново гориво.

При всички сценарии на APA – единично или многократно рециркулиране, ползите, свързани с намаляването на активността, са малки. Обемът на ниско и средно активните отпадъци, които биха се генерирали при преработка на отработено гориво, са същите като при стандартния MOX.

• Концепция CORAIL [4,9]

Концепцията CORAIL (Combustible recyclage à îlot – рециклиране на горивото в остров (фр.)) представлява стандартна касета PWR 17×17, заредена хетерогенно с топлоотделящи елементи, съдържащи MOX и уранов диоксид. Фигура 2 показва схемата на този вид гориво, състоящо се от 84 топлоотделящи елемента със смесено уран-плутониево гориво, разположени по периферията (един ред, с изключение на ъгловите участъци), а останалата част от топлоотделящите елементи съдържат UO_2. Направляващите канали на органите на системата за управление и защита се намират изцяло в частта, заета от ураново гориво, което позволява да се запази физическото тегло на регулиращите органи. Това позволява цялостно зареждане на активната зона без реконструкция на системата за управление и защита.

Касетата CORAIL е конструктивно идентична на APA-DUPLEX, с изключение на това, че топлоотделящите елементи, съдържащи $(Pu,Ce)O_2$, са заменени с топлоотделящи елементи, съдържащи MOX. Топлоотделящите елементи с UO_2 и MOX имат еднакъв външен диаметър, а стъпката е идентична с тази на стандартните касети 17×17 за PWR. Така се осигурява съвместимост на касетите CORAIL и APA-DUPLEX със съществуващите реактори с вода под налягане.

При CORAIL урановото гориво е с обогатяване от 5,2 wt.%, а съдържанието на плутоний в MOX-горивото е 11,3 wt.%. В този случай екранният ефект между урановото и уран-плутониевото гориво възниква в самата касета, а не между касетите в активната зона. Така той може да се управлява чрез профилирането на топлоотделящите елементи в касетата. При CORAIL MOX горивото е с еднакво съдържание на плутоний, за

разлика от стандартизираната касета MOX 17×17, която е профилирана по концентрациите на плутоний. Така значително се улеснява производството.

По отношение на плутониевия баланс, изгарянето в MOX-зоната е малко по-високо от възпроизводството в урановата зона. CORAIL е малко по-толерантно гориво в сравнение с традиционния MOX по отношение на деградиралия изотопен състав на плутония и позволява реализиране на многократната рециркулация на плутония в цикъла. Едно от предимствата на този проект е, че той е напълно съвместим със съществуващите активни зони и не изисква нова технология, както при APA. Възможно да се зареди цялата зона с това гориво, а стойностите на коефициентите на реактивност попадат в приемливи рамки. Като цяло комплектът CORAIL показва неутрално потребление на плутоний - производството на плутоний в UO_2 е близо до потреблението на плутоний в топлоотделящите елементи с MOX при равновесен цикъл.

При многократно рециклиране CORAIL осигурява значително намалена радиотоксичност в сравнение с еднократно рециклиране с MOX. Обемите на ниско- и средноактивните отпадъци, генерирани от преработката, са по същество съизмерими със случая на MOX гориво.

Източници:

[1] Глухов, Г. (2004) Ядрени енергийни реактори, Ифо дизайн, С.

[2] Castle, B.K. et al. (2012) Plutonium Discharge Rates and Spent Nuclear Fuel Inventory Estimates for Nuclear Reactors Worldwide, Idaho National Laboratory, INL/EXT-12-27150, Idaho Falls, ID, United States

[3] Burakov, B.E., M. Ojovan, W.E. Lee (2011) Crystalline Materials for Actinide Immobilisation, Materials for Engineering – vol. 1, Imperial College Press, London, United Kingdom

[4] OECD NEA (2003) Plutonium Management in the Medium Term, A Review by the OECD/NEA Working Party on the Physics of Plutonium Fuels and Innovative Fuel Cycles (WPPR), NEA No. 4451, Paris

[5] Provost, J.-L. et al. (2000) MOX Fuel Fabrication and Utilisation in LWRs Worldwide, In: Proceedings of MOX Fuel Cycle Technologies for Medium and Long Term Deployment Symposium, pp. 29-37, ISSN 1563-0153, Vienna

[6] Найденов, И. (2017) Особености при експлоатацията на смесени уран-плутониеви (MOX) горива в леководни реактори, В: Сборник доклади XXII Научна конференция с международно участие ЕМФ 2017, Том I, Созопол, стр. 103-109

[7] OECD NEA (1995) Physics of Plutonium Recycling, Volume I, Issues and Perspectives, A Report by the Working Party on Physics of Plutonium Recycling of the NEA Science Committee, Paris
[8] Provost, J.-L. (2011) MOX use in PWRs. EDF operation experience, GLOBAL 2011, Makuhari, Japan, December 11-15, 2011
[9] Courtin, F. (2017) Etude de l'incinération du plutonium en REP MOX sur support d'uranium enrichi avec le code de simulation dynamique du cycle CLASS, Thèse, Ecole nationale supérieure Mines-Télécom Atlantique, Nantes

Автори:
маг. инж. Златина Манчева, Агенция за ядрено регулиране, zlatina.mancheva@gmail.com
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com

МНОГОКРАТНО РЕЦИКЛИРАНЕ НА ПЛУТОНИЙ В РЕАКТОР С ВОДА ПОД НАЛЯГАНЕ: ИЗМЕНЕНИЕ НА ИЗОТОПНИЯ СЪСТАВ

Златина Манчева, Ивайло Найденов

MULTIPLE PLUTONIUM RECYCLE IN A PRESSURISED WATER REACTOR: ISOTOPIC COMPOSITION CHANGE

Zlatina Mancheva, Ivaylo Naydenov

The global plutonium stock amounts to 530 tHM of which 310 tHM are civilian material. Plutonium management is an important issue since all uranium fuelled reactors produce plutonium. One option is to recycle the plutonium in the form of mixed oxide fuel and burn it in pressurized water reactors. That would allow utilizing plutonium's energy content using well developed technologies. The current paper examines plutonium isotopic composition change in the case of multiple recycle in a reference PWR.

Въведение

Към началото на 2019 г. натрупаните материални запаси от плутоний в световен мащаб се оценяват на около 530 тона тежък метал, от които около 59% (310 tTM) са с граждански произход [1]. За управлението на тези количества могат да бъдат обобщени три подхода – съхранение за неопределен срок в съоръжения с висока степен на физическа защита, имобилизация в стъклена или керамична матрица и погребване и производство на смесени уран-плутониеви горива и изгаряне на плутония в енергийни реактори [2]. От гледна точка на намаляване на запасите от плутоний и оползотворяването на енергийното му съдържание, подходящ е третият подход.

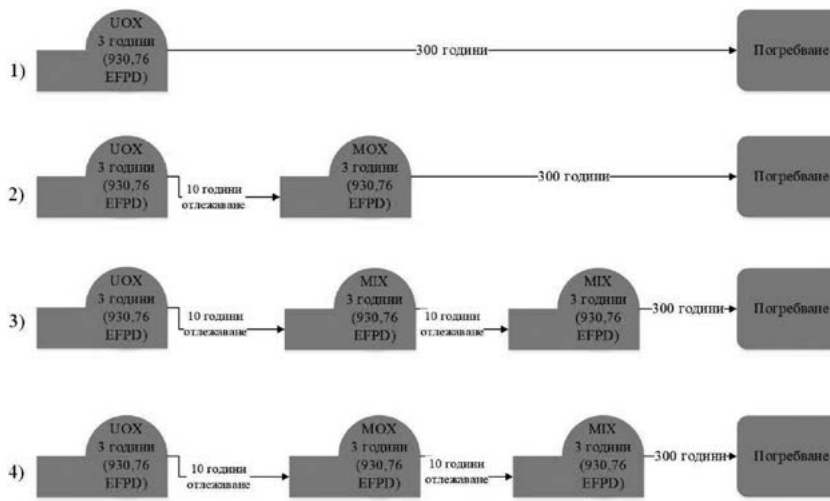
MOX горивата за леководни реактори съдържат от 4 wt.% до 10 wt.% плутоний [3]. Най-често за изработката на смесени уран-плутониеви горива се използва обеднен уран. Това позволява да се увеличи концентрацията на плутония в горивото поради ниското съдържание на делящи се изотопи в обеднения уран [4]. Разновидност на смесените уран-плутониеви горива, използваща обогатен, вместо обеднен уран, е известна под наименованията MOXEUS (MOX Enriched Uranium Support), MOX-UE (MOX-Uranium Enrichi) или MIX. Това гориво е подходящо за многократно рециклиране на плутония в реактори с вода под налягане, тъй като в него основният делящ се изотоп е ^{235}U. По този начин неутронно-физичните

характеристики на горивото се доближават до тези на урановото гориво, а същевременно се компенсира загубата на реактивност от влошаването на изотопния състав на плутония при многократно облъчване [3,5]

Постановка на задачата

Целта на изследването е да се направи сравнителен анализ между четири горивни цикъла - един отворен и три частично затворени по отношение на плутония. Те са показани схематично на Фигура 1. Анализът включва определяне на изотопните състави на плутония и общите материални баланси, както и анализ на остатъчното енергоотделяне триста години след крайното извеждане на горивото. За извършване на пресмятанията, необходими за постигане на целите на задачата, е използван кодът ORIGEN [6].

И в четирите случая началото на горивния цикъл започва от референтен реактор с вода под налягане с електрическа мощност 1000 MW, който използва за гориво уранов диоксид с обогатяване 4,8%, проектна дълбочина на изгаряне 62 000 MWd/tTM. При частично затворените цикли след изваждане на горивото от активната зона, то отлежава 10 години преди да се подложи на преработка за извличане на плутония и производство на смесено уран-плутониево гориво. Избрани са два варианта на смесено оксидно гориво – традиционни MOX касети и съвременната концепция MIX. Разгледаните горивни цикли са:



Фигура 1. Постановка на задачата

1. Вариант 1: отворен горивен цикъл; отработеното ядрено отлежава 300 години;

2. Вариант 2: еднократно рециклиране на плутония под формата на MOX и последващо отлежаване от 300 години на отработеното MOX;

3. Вариант 3: двукратно рециклиране на плутония под формата на MIX гориво, с междинни отлежавания от 10 години и крайно отлежаване на отработеното MIX гориво от 300 години;

4. Вариант 4: двукратно рециклиране на плутония, първоначално под формата на MOX, а след това във вид на MIX гориво, с междинни отлежавания от 10 години и крайно отлежаване на отработеното MIX гориво от 300 години.

Задачата е формулирана така, че да е възможно да се оценят ефектите от използването на различни уран-плутониеви горива в сравнение с отворен горивен цикъл.

Изчислителни средства

Кодът ORIGEN (Oak Ridge Isotope Generation) е разработен от Националните лаборатории „Оук Ридж“, САЩ и се прилага за изчисляване на нуклидни композиции и активност на продукти на делене, продукти на активация и дъщерни продукти от трансмутация на тежки метали. Той е широко използван в световната ядрена индустрия и е с висок верификационен статус. Версията на кода, поддържана понастоящем, е последната му версия – ORIGEN-S. Основното подобрение при нея е възможността да се използват многогрупови сечения на взаимодействие в зависимост от решаваната задача, както и енергийно зависими добиви на продуктите на делене. Прилаганите библиотеки включват данни за 2226 нуклида, които могат да бъдат получени чрез неутронна активация, делене или разпад [6].

Входни данни за анализа

Входните данни за изчисленията са подбрани, съобразно типови характеристики на съответните горивни цикли, използвани за анализ в [5,7]. Те са представени в Таблица 1. В нея с N е обозначена електрическата мощност на ядрения енергиен блок, MW; с η – брутният термодинамичен к.п.д. на ядрения енергиен блок; с B – специфичното енергоизработване (дълбочина на изгаряне), MWd/tTM; с ϕ – коефициентът на използване на инсталираната мощност на ядрения енергиен блок; с x – работното обогатяване, с y – концентрацията на ^{235}U в обеднения уран; с w_{Pu} – относителният дял на плутоний в горивото, с $T_{к.}$ – календарното време, години.

Таблица 1. Входни данни

Гориво	N	η	B	ϕ	x	y	w_{Pu}	$T_{к.}$
	MW	*%*	*MWd/tTM*	*%*	*wt.%*	*wt.%*	*wt.%*	*години*
UOX	1000,0	33,0	62 000,0	85,0	4,8	-	-	3,0
MOX	1000,0	33,0	62 000,0	85,0	-	0,3	7,0	3,0
MIX	1000,0	33,0	62 000,0	85,0	4,8	-	7,0	3,0

Обобщените входни данни са представени таблично в Таблица 2.

Таблица 2. Обобщени входни данни

Параметър	**Димензия**	**UOX**	**MOX**	**MIX**
Електрическа мощност	*MW*	1000,00	1000,00	1000,00
Брутен термодинамичен к.п.д.	*%*	33,00	33,00	33,00
Дълбочина на изгаряне	*MWd/tTM*	62 000	62 000	62 000
Коефициент на използване на инсталираната мощност	*%*	85,00	85,00	85,00
Работно обогатяване	*wt.%*	4,80	-	4,80
Концентрация на ^{235}U в обеднения уран	*wt.%*	-	0,30	-
Относителен дял на плутония в горивото	*wt.%*	-	7,00	7,00
Календарна кампания на горивото	*години*	3,00	3,00	3,00
Ефективна кампания на горивото	*EFPD*	930,75	930,75	930,75
Маса на горивото	*tTM*	45,49	45,49	45,49
Маса на обогатения уран	*tTM*	45,49	-	42,31
Маса на заредения плутоний	*tTM*	-	3,18	3,18
Маса на използвания обеднен уран	*tTM*	-	42,31	-
Топлинна мощност	*MW*	3030,30	3030,30	3030,30
Брутно електропроизводство	*TWh*	22,338	22,338	22,338
Средна масова енергонапрегнатост	*MW/tTM*	66,61	66,61	66,61

Въз основа на входните данни от Таблица 1 и Таблица 2 и с помощта на кода ORIGEN са пресметнати концентрациите на плутониевите изотопи в отработеното гориво за всяка горивна кампания. В Таблица 3 е обобщен изотопният състав на плутония на десетата година след отлежаването на отработеното ядрено гориво, използван за производство на смесените горива. Изотопният състав на свежите горива е представен в Таблица 4.

Таблица 3. Изотопен състав на плутония, използван за производство на смесените горива

Нуклид	MOX	MIX след UOX	MIX след MOX	MIX след MIX
^{238}Pu	3,57%	3,57%	3,62%	4,01%
^{239}Pu	51,17%	51,17%	35,81%	36,71%
^{240}Pu	25,76%	25,76%	31,26%	32,00%
^{241}Pu	9,93%	9,93%	11,75%	11,53%
^{242}Pu	9,56%	9,56%	17,56%	15,75%

Таблица 4. Изотопен състав на свежите уран-плутониеви горива

Нуклид	MOX	MIX след UOX	MIX след MOX	MIX след MIX
^{238}Pu	0,25%	0,25%	0,25%	0,28%
^{239}Pu	3,58%	3,58%	2,51%	2,57%
^{240}Pu	1,80%	1,80%	2,19%	2,24%
^{241}Pu	0,70%	0,70%	0,82%	0,81%
^{242}Pu	0,67%	0,67%	1,23%	1,10%
^{235}U	92,72%	88,54%	88,54%	88,54%
^{238}U	0,28%	4,46%	4,46%	4,46%

Изотопни състави на генерирания плутоний

Един от резултатите от извършените пресмятания са получените изотопни състави на плутония в крайното изведено отработено гориво за всеки цикъл.

В Таблица 5 са представени концентрациите на плутониевите изотопи в отработеното гориво на вариант 1.

Таблица 5. Концентрация на плутониевите изотопи в отработеното ядрено гориво (вариант 1), g/tTM

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	451,30	459,90	464,90	472,70	470,30	445,20	380,20	218,80	45,16
^{239}Pu	6202,00	6380,00	6380,00	6380,00	6380,00	6379,00	6376,00	6366,00	6337,00
^{240}Pu	3152,00	3153,00	3155,00	3159,00	3172,00	3211,00	3274,00	3307,00	3242,00
^{241}Pu	2006,00	1997,00	1978,00	1912,00	1736,00	1238,00	471,00	16,02	0,02
^{242}Pu	1192,00	1192,00	1192,00	1192,00	1192,00	1192,00	1192,00	1192,00	1192,00

В Таблица 6 са представени концентрациите на плутониевите изотопи в отработеното гориво на вариант 2.

Таблица 6. Концентрация на плутониевите изотопи в отработеното ядрено гориво (вариант 2), g/tTM

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	1597,00	1618,00	1650,00	1704,00	1707,00	1617,00	1382,00	796,40	165,60
^{239}Pu	15830,00	15990,00	15990,00	15990,00	15990,00	15990,00	15990,00	15970,00	15920,00
^{240}Pu	13350,00	13360,00	13380,00	13430,00	13560,00	13960,00	14650,00	15110,00	14840,00
^{241}Pu	8503,00	8462,00	8380,00	8102,00	7356,00	5245,00	1996,00	68,24	0,42
^{242}Pu	7839,00	7839,00	7839,00	7839,00	7839,00	7839,00	7839,00	7839,00	7838,00

В Таблица 7 са представени концентрациите на плутониевите изотопи в отработеното гориво след вариант 3.

Таблица 7. Концентрация на плутониевите изотопи в отработеното ядрено гориво (вариант 3), g/tTM

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	2012,00	2039,00	2081,00	2151,00	2157,00	2043,00	1745,00	1006,00	209,10
^{239}Pu	8362,00	8433,00	8433,00	8433,00	8434,00	8435,00	8440,00	8453,00	8483,00
^{240}Pu	7680,00	7687,00	7699,00	7743,00	7861,00	8209,00	8808,00	9239,00	9082,00
^{241}Pu	8135,00	8096,00	8018,00	7751,00	7037,00	5018,00	1910,00	65,02	0,14
^{242}Pu	11590,00	11590,00	11590,00	11590,00	11590,00	11590,00	11580,00	11580,00	11580,00

В Таблица 8 са представени концентрациите на плутониевите изотопи в отработеното гориво след вариант 4.

Таблица 8. Концентрация на плутониевите изотопи в отработеното ядрено гориво (вариант 4), g/tTM

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	1840,00	1868,00	1909,00	1980,00	1988,00	1883,00	1609,00	927,50	192,90
^{239}Pu	8197,00	8269,00	8269,00	8269,00	8270,00	8272,00	8277,00	8293,00	8330,00
^{240}Pu	7442,00	7449,00	7464,00	7512,00	7645,00	8034,00	8705,00	9195,00	9043,00
^{241}Pu	7903,00	7865,00	7790,00	7531,00	6837,00	4875,00	1855,00	63,19	0,15
^{242}Pu	12230,00	12230,00	12230,00	12230,00	12230,00	12230,00	12230,00	12230,00	12230,00

В Таблица 9 са представени относителните дялове на основните плутониеви изотопи в отработеното ядрено гориво при отворен горивен цикъл. От извеждането на горивото от активната зона до тристотната година най-висок е относителният дял на изотопа ^{239}Pu, който нараства за периода на отлежаването. Изотопите на плутония, чиито относителен дял в концентрацията на плутоний намалява, са ^{238}Pu и ^{241}Pu. От ^{241}Pu се получава ^{241}Am чрез бета-разпад, като това са причините за намаляващия му относителен дял в състава на плутония. Сходно е обяснението за намаляване на относителния дял на ^{238}Pu (с период на полуразпад 84,4 год.), който в резултат на алфа-разпад се превръща в ^{234}U.

Таблица 9. Относителен дял на концентрацията на плутониевите изотопи по време на отлежаването на ОЯГ (Вариант 1)

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	3,47%	3,49%	3,53%	3,60%	3,63%	3,57%	3,25%	1,97%	0,42%
^{239}Pu	47,71%	48,40%	48,44%	48,64%	49,27%	51,17%	54,53%	57,35%	58,59%
^{240}Pu	24,25%	23,92%	23,96%	24,09%	24,49%	25,76%	28,00%	29,79%	29,97%
^{241}Pu	15,43%	15,15%	15,02%	14,58%	13,41%	9,93%	4,03%	0,14%	0,00%
^{242}Pu	9,17%	9,04%	9,05%	9,09%	9,20%	9,56%	10,19%	10,74%	11,02%

В Таблица 10 са представени относителните дялове на основните плутониеви изотопи в отработеното ядрено гориво при частично затво-

рен горивен цикъл UOX-MOX (Вариант 2). Отново относителният дял на ^{239}Pu е най-висок, но в сравнение с отворения цикъл той е по-нисък, поради увеличените дялове на ^{240}Pu, ^{241}Pu и ^{242}Pu, генерирани по време на кампанията на горивото. Това е така, тъй като в активната зона е заредено смесено уран-плутониево гориво, чиито изотопен състав отговаря на относителния дял на изотопите на плутония на десетата година от отлежаването на отработеното ураново гориво. Отново се наблюдава намаляващата зависимост във времето на относителния дял на ^{238}Pu и ^{241}Pu.

Таблица 10. Относителен дял на концентрацията на плутониевите изотопи по време на отлежаването на ОЯГ (Вариант 2)

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	3,39%	3,42%	3,49%	3,62%	3,67%	3,62%	3,30%	2,00%	0,43%
^{239}Pu	33,60%	33,83%	33,85%	33,97%	34,42%	35,81%	38,20%	40,14%	41,07%
^{240}Pu	28,33%	28,26%	28,32%	28,54%	29,19%	31,26%	35,00%	37,98%	38,28%
^{241}Pu	18,05%	17,90%	17,74%	17,21%	15,84%	11,75%	4,77%	0,17%	0,00%
^{242}Pu	16,64%	16,58%	16,59%	16,66%	16,88%	17,56%	18,73%	19,70%	20,22%

В Таблица 11 са представени относителните дялове на основните плутониеви изотопи в отработеното ядрено гориво при Вариант 3 на частично затворен горивен. В сравнение с досега разгледаните цикли, тук се наблюдават известни различия. Относителният дял на ^{242}Pu в отработеното ядрено гориво след извеждането му от активната зона е най-висок. Това се обяснява с намаляване на дяла на изотопа ^{239}Pu след три горивни кампании, в резултат на процесите на делене и захват, както и от увеличаването на концентрациите на изотопите ^{240}Pu, ^{241}Pu и ^{242}Pu. Това нарастване се дължи на удълженото облъчване на плутония в няколко последователни кампании, което способства за натрупването на по-тежките плутониеви изотопи (деградация на изотопния състав). По време на отлежаването на горивото концентрациите на ^{238}Pu и ^{241}Pu намаляват и техните относителни дялове в състава на плутония намаляват.

В Таблица 12 са представени относителните дялове на основните плутониеви изотопи в отработеното ядрено гориво при Вариант 4 на частично затворен горивен. Относителните дялове на концентрацията на плутониевите изотопи е близка до Вариант 3 на разглежданите цикли. Разликата е в това, че относителният дял на ^{242}Pu в състава на плутония тук е най-висок поради това, че във втората горивна кампания, в която се

използват MOX касети, намаляването на ^{239}Pu е по-силно изразено, тъй като в тях той е основният делящ се нуклид, за разлика от касетите MIX, където освен ^{239}Pu е налично и обогатяване по ^{235}U, който в този случай е основният делящ се изотоп.

Таблица 11. Относителен дял на концентрацията на плутониевите изотопи по време на отлежаването на ОЯГ (Вариант 3)

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	5,33%	5,39%	5,50%	5,71%	5,82%	5,79%	5,37%	3,32%	0,71%
^{239}Pu	22,14%	22,28%	22,30%	22,39%	22,75%	23,90%	25,98%	27,86%	28,90%
^{240}Pu	20,33%	20,31%	20,36%	20,56%	21,20%	23,26%	27,12%	30,45%	30,94%
^{241}Pu	21,54%	21,39%	21,20%	20,58%	18,98%	14,22%	5,88%	0,21%	0,00%
^{242}Pu	30,69%	30,62%	30,64%	30,77%	31,26%	32,84%	35,65%	38,16%	39,45%

Таблица 12.Относителен дял на концентрацията на плутониевите изотопи по време на отлежаването на ОЯГ (Вариант 4)

Нуклид	0,0 година	0,1 година	0,3 година	1,0 година	3,0 година	10,0 година	30,0 година	100,0 година	300,0 година
^{238}Pu	4,89%	4,96%	5,07%	5,28%	5,38%	5,34%	4,92%	3,02%	0,65%
^{239}Pu	21,79%	21,94%	21,96%	22,04%	22,37%	23,44%	25,33%	27,01%	27,96%
^{240}Pu	19,79%	19,77%	19,82%	20,02%	20,68%	22,76%	26,64%	29,94%	30,35%
^{241}Pu	21,01%	20,87%	20,68%	20,07%	18,49%	13,81%	5,68%	0,21%	0,00%
^{242}Pu	32,52%	32,46%	32,47%	32,59%	33,08%	34,65%	37,43%	39,83%	41,05%

Заключение

Във всички случаи на рециклиране на плутония се наблюдава деградация на изотопния му състав. Двукратното рециклиране (варианти 3 и 4) води до значително намаляване на концентрацията на делящи се изотопи, като с течение на времето на отлежаване доминиращият изотоп е ^{242}Pu.

Източници:

[1] International Panel on Fissile Materials (2020) Fissile material stocks [http://fissilematerials.org/], достъпено на 10.08.2020 г.

[2] International Panel on Fissile Materials (2007) Global Fissile Material Report 2007. Developing the technical basis for policy initiatives to secure and irreversibly reduce stocks of nuclear weapons and fissile materials, Princeton, NJ, United States
[3] OECD NEA (2003) Plutonium Management in the Medium Term, A Review by the OECD/NEA Working Party on the Physics of Plutonium Fuels and Innovative Fuel Cycles (WPPR), NEA No. 4451, Paris
[4] OECD NEA (1995) Physics of Plutonium Recycling, Volume I, Issues and Perspectives, A Report by the Working Party on Physics of Plutonium Recycling of the NEA Science Committee, Paris
[5] Courtin, F. (2017) Etude de l'incinération du plutonium en REP MOX sur support d'uranium enrichi avec le code de simulation dynamique du cycle CLASS, Ecole nationale supérieure Mines-Télécom Atlantique
[6] ORNL (2011) Scale: A Comprehensive Modeling and Simulation Suite for Nuclear Safety Analysis and Design, ORNL/TM-2005/39, Version 6.1
[7] Найденов, И. (2018) Използване на смесени окисни горива при експлоатацията на ядрени съоръжения, Дисертация, ТУ – София, С.

Автори:
маг. инж. Златина Манчева, Агенция за ядрено регулиране, zlatina.mancheva@gmail.com
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com

МНОГОКРАТНО РЕЦИКЛИРАНЕ НА ПЛУТОНИЙ В РЕАКТОР С ВОДА ПОД НАЛЯГАНЕ: ИЗМЕНЕНИЕ НА ОСТАТЪЧНОТО ЕНЕРГООТДЕЛЯНЕ

Златина Манчева, Ивайло Найденов

MULTIPLE PLUTONIUM RECYCLE IN A PRESSURISED WATER REACTOR: DECAY HEAT CHANGE

Zlatina Mancheva, Ivaylo Naydenov

The global plutonium stock amounts to 530 tHM of which 310 tHM are civilian material. Plutonium management is an important issue since all uranium fuelled reactors produce plutonium. One option is to recycle the plutonium in the form of mixed oxide fuel and burn it in pressurized water reactors. That would allow utilizing plutonium's energy content using well developed technologies. The current paper examines spent fuels' decay heat change in the case of multiple Pu recycle in a reference PWR.

Остатъчно енергоотделяне на отработеното гориво

Енергията, получена в резултат на пълния разпад ($t \rightarrow \infty$) на продуктите на едно делене на ^{235}U, е около 26 MeV, от които около 11 MeV се отнасят с неутрино, а останалите се преобразуват в топлинна енергия и се отдават в средата на горивото [1]. Тъй като процесът на радиоактивен разпад на нестабилните продукти на делене продължава и след спирането на ядрения реактор и прекратяването на верижната ядрена реакция на делене, ядреното гориво продължава да отделя топлинна енергия. Това явление се нарича остатъчно енергоотделяне.

Енергоотделянето на отработеното гориво се дължи основно на β- и γ-излъчването на продуктите на делене, както и от α-разпада на натрупаните трансуранови елементи [2]. Веднага след спирането на реактора, енергоотделянето на горивото в активната зона се дължи и на деленето на нуклидите в горивото, предизвикано от мигновени, закъсняващи и фотонеутрони [1].

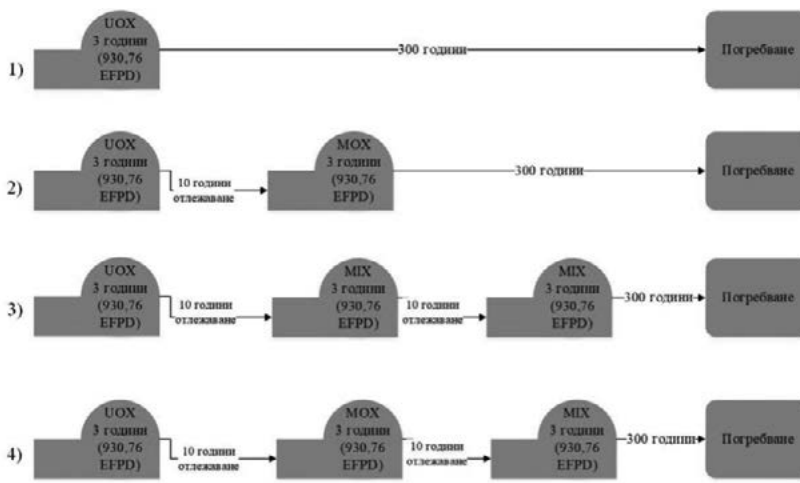
Отделената енергия е значителна – веднага след спирането остатъчната топлинна мощност възлиза на около 7% от топлинната мощност P_0, на която е работил ядреният реактор [2], а в първите десет

минути след спирането топлинната мощност, дължаща се на разпада на продуктите на делене $P_{\beta,\gamma,}$ е от порядъка на 2-3% от топлинната мощност P_0 [1]. Най-съществено влияние върху активността и енергоотделянето на отработеното гориво оказват актинидите – нептуний, плутоний, америций и кюрий, както и някои продукти на делене като технеций-99 [3].

Всичко това налага детайлно изследване на енергоотделянето на отработените ядрени горива, тъй като тази им характеристика е основополагаща при определяне на оптимален подход за управлението им, както и при избора и прилагането на цялостна стратегия за ядрения горивен цикъл.

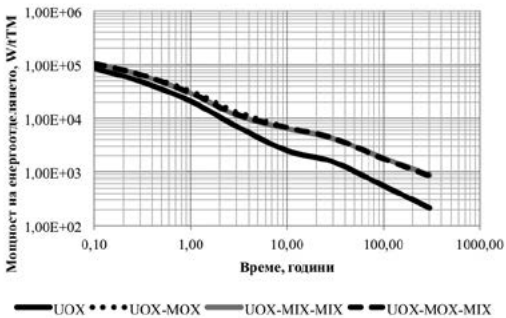
Постановка на задачата и входни данни

Настоящите резултати представляват втора част от изследването на ефектите на различни варианти за рециклиране на плутоний в реактори с вода под налягане, представени в [4]. Анализът на остатъчното енергоотделяне използва същите входни данни, а постановката на задачата е обобщена на Фигура 1. За извършване на пресмятанията е използван кодът ORIGEN [5].



Фигура 1. Постановка на задачата

Анализ на остатъчното енергоотделяне



Фигура 2. Мощност на остатъчното енергоотделяне на горивото след всеки цикъл в продължение на 300 години

На Фигура 2 е представено графично изменението на остатъчното енергоотделяне на отработеното ядрено гориво след всеки един от разглежданите цикли. Въз основа на графиката може да се обобщи, че отвореният горивен цикъл се характеризира с по-ниско остатъчно енергоотделяне в сравнение с частично затворените. Това се дължи на по-малкото количество натрупани нуклиди на трансуранови елементи в него поради еднократната му употреба. Триста години след последната кампания на горивото, мощността на остатъчното енерготоотделяне на тон отработено ядрено гориво е почти еднаква при частично затворените горивни цикли. Най-висока е след цикъла UOX-MOX (Вариант 2) – 900 W/tTM, след него се нарежда цикъл UOX-MIX-MIX (Вариант 3) с 873 W/tTM и на последно място е UOX-MOX-MIX (Вариант 4) с 848 W/tTM. Тези относително ниски разлики биха могли да се обяснят със сходните концентрации на трансурановите елементи (напр. Np, Am, Cm) в отработеното ядрено гориво, които се получават в резултат на захващане на неутрон от ядрата на плутония. Тъй като плутонияят е с по-високи концентрации в свежите смесени горива, концентрациите на Np, Am, Cm в смесените отработени горива са по-високи. Много от техните изотопи имат висока специфична мощност на остатъчното енергоотделяне. Тези явления са изследвани и демонстрирани например в [6-9].

Може да се заключи, че от гледна точка на мощността на остатъчното енергоотделяне на отработеното гориво след крайното извеждане от активната зона, вариантите на горивните цикли за двукратно рециклиране на плутония са равностойни.

Таблица 1. Относителен принос на плутония в остатъчното енергоотделяне при различните горивни цикли

Години	UOX		UOX-MOX		UOX-MIX-MIX		UOX-MOX-MIX	
	Pu	останали нуклиди	Pu	останали нуклиди	Pu	останали нуклиди	Pu	останали нуклиди
0,1	0,35%	99,65%	1,02%	98,98%	1,20%	98,80%	1,10%	98,90%
0,3	0,63%	99,37%	1,66%	98,34%	1,98%	98,02%	1,81%	98,19%
1,0	1,49%	98,51%	3,50%	96,50%	4,51%	95,49%	4,11%	95,89%
3,0	4,33%	95,67%	8,53%	91,47%	11,56%	88,44%	10,34%	89,66%
10,0	11,70%	88,29%	15,71%	84,29%	19,51%	80,49%	17,29%	82,71%
30,0	16,40%	83,60%	21,86%	78,13%	25,67%	74,32%	23,34%	76,66%
100,0	28,93%	71,07%	33,60%	66,40%	36,05%	63,95%	34,62%	65,38%
300,0	28,32%	71,68%	25,57%	74,43%	22,96%	77,04%	22,50%	77,50%

В Таблица 1 е представен относителният принос на плутониевите изотопи към енергоотделянето на отработеното гориво за всеки от разглежданите горивни цикли. С увеличаване на времето за отлежаване, дялът на енергоотделянето, дължащ се на плутония, нараства, поради постепенното намаляване на краткоживеещите нуклиди в състава на отработеното гориво, които имат основен принос към енергоотделянето към момента на извеждане на горивото от активната зона на реактора.

Относително големите периоди на полуразпад на повечето плутониеви изотопи са причината участието му в енергоотделянето да намалява по-бавно, което също допринася за обстоятелството, че на тристотната година на плутония се дължат между 20 и 30% от енергоотделянето на отработеното ядрено гориво, за разлика от момента на спиране на реактора, когато приносът му е около 1%.

При отворения горивен цикъл (Вариант 1) участието на плутония в остатъчното енергоотделяне в края на разглеждания период е най-високо, тъй като в отработеното ураново гориво концентрацията на трансуранови ядра с висока стойност на специфичната мощност на енергоотделянето е по-ниска, съответно приносът им към енергоотделянето е по-малък. При използването на MOX и MIX горива, приносът на плутония е малко по-нисък, тъй като при наличието на плутоний в свежото гориво, концентрациите на трансурановите елементи в отработеното гориво, съответно приносът им към енергоотделянето, нарастват. Изотопният със-

тав на отработеното гориво, съответно мощността на енергоотделянето му, зависят изцяло от изотопния състав на свежото гориво и режима на облъчване в активната зона.

От друга страна, относителният дял на плутония в остатъчното енергоотделяне може да се разгледа от гледна точка на междинните горивни кампании на разгледаните затворени горивни цикли. След всяка преработка на отработеното гориво на десетата година, плутонията и уранът в състава му се извличат за връщането им обратно в цикъла, а останалата част от отработеното ядрено гориво се разглежда като отпадък. Остатъчното енергоотделяне на този отпадък се намалява с извличането на плутония от състава му, което намалява енергоотделянето между 28,32 % след цикъл с ураново гориво и 25,57% след цикъл с MOX гориво (остатъчното енергоотделяне след първото рециклиране на MIX, дължащо се на плутония е 26,64%).

Заключение

При рециклиране на плутония се повишава мощността на енергоотделянето на отработеното гориво, като този ефект е най-видим в края на разглеждания период на отлежаване. На десетата година от отлежаването остатъчното енергоотделяне на отработените смесени горива е приблизително 2,7 пъти по-високо от това на отработеното ураново гориво, което е безспорен отрицателен ефект. От друга страна, чрез извличане на плутония около десетата година може да се постигне намаляване с 26-28% на остатъчното енергоотделяне на високоактивния отпадък, съдържащ продукти на делене и трансуранови елементи.

От гледна точка на мощността на остатъчното енергоотделяне на отработеното гориво след крайното извеждане от активната зона, вариантите на горивните цикли за двукратно рециклиране на плутония са равностойни, т.е. двукратното рециклиране не влошава допълнително характеристиките на отработеното гориво.

Източници:

[1] Владимиров, В. И. (1986) Практические задачи по эксплуатации ядерных реакторов, Энергоатомиздат, М.

[2] Вапирев, Е., И. Христосков (2003) Неутронно-физични процеси при ВВЕР-440 (В-230) и ВВЕР-1000 (В-320), Пособие за инструктора, Физически факултет, СУ „Св. Климент Охридски“

[3] Salvatores M., Nuclear Fuel Cycle Strategies including Partitioning and Transmutation, *Nuclear Engineering and Design* 235 (2005) 805 – 816
[4] Манчева, Зл., И. Найденов (2020) Многократно рециклиране на плутоний в реактор с вода под налягане: изменение на изотопния състав, Енергиен форум 2020 (под печат)
[5] ORNL (2011) Scale: A Comprehensive Modeling and Simulation Suite for Nuclear Safety Analysis and Design, ORNL/TM-2005/39, Version 6.1
[6] Найденов, И., К. Филипов (2016) Получаване на минорни актиниди в реактори с вода под налягане (I) - използване на ураново гориво, Сборник „Енергиен форум 2016“, стр. 194-199
[7] Найденов, И., К. Филипов (2016) Получаване на минорни актиниди в реактори с вода под налягане (II) - използване на смесено U-Pu гориво, Сборник „Енергиен форум 2016“, стр. 200-205
[8] Найденов, И., К. Филипов (2016) Влияние на вида на свежото гориво и периода на отлежаване върху актинидния състав на отработено гориво от реактори с вода под налягане, Сборник „XXI Конференция с международно участие ЕМФ 2016“, Том I, стр. 88-95
[9] Найденов, И., К. Филипов (2016) Влияние на вида на свежото гориво и периода на отлежаване върху остатъчното енергоотделяне на отработено гориво от реактори с вода под налягане, Сборник „XXI Конференция с международно участие ЕМФ 2016“, Том I, стр. 96-101

Автори:
маг. инж. Златина Манчева, Агенция за ядрено регулиране, zlatina.mancheva@gmail.com
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com

МНОГОКРАТНО РЕЦИКЛИРАНЕ НА ПЛУТОНИЙ В РЕАКТОР С ВОДА ПОД НАЛЯГАНЕ: НАЧАЛНА ОЦЕНКА НА ЕФЕКТА ВЪРХУ РАЗХОДИТЕ ЗА ГОРИВО НА ЯЕЦ

Златина Манчева, Ивайло Найденов

MULTIPLE PLUTONIUM RECYCLE IN A PRESSURISED WATER REACTOR: INITIAL ASSESSMENT OF THE EFFECT ON NUCLEAR POWER PLANT'S FUEL COSTS

Zlatina Mancheva, Ivaylo Naydenov

The global plutonium stock amounts to 530 tHM of which 310 tHM are civilian material. Plutonium management is an important issue since all uranium fuelled reactors produce plutonium. One option is to recycle the plutonium in the form of mixed oxide fuel and burn it in pressurized water reactors. That would allow utilizing plutonium's energy content using well developed technologies. The current paper examines the effect of plutonium recycle on the fuel cost component in the electricity production costs.

Въведение

Настоящият доклад представлява трета част от изследването на ефектите на различни варианти за рециклиране на плутоний в реактори с вода под налягане, представени в [1]. След извършването на сравнителен анализ на изменението на изотопния състав на плутония и остатъчното енергоотделяне, е извършен и начален икономически анализ. Този анализ се състои в определяне на специфичния размер на горивната компонента в производствените разходи при разглежданите горивни цикли. Горивната компонента е нормализирана за цялото електропроизводство в горивния цикъл. Следва да се отбележи, че оценката е опростена и би могла да се счита за първоначален етап от по-обстоен технико-икономически анализ. Целта е да се проследи ефектът на рециклирането на плутония върху горивните разходи при производството на електроенергия.

Входни данни

За определяне на специфичния размер на горивната компонента в производствените разходи при разглежданите горивни цикли са използ-

вани данни за разходите, извършвани на различните етапи на горивния цикъл, публикувани от Националната лаборатория Айдахо [2]. Тези входни данни са обобщени в Таблица 1.

Разходите за гориво са анализирани както за единична кампания на всеки тип гориво, така и за всеки анализиран вариант на горивен цикъл (в три от вариантите се използва повече от един тип гориво). За определянето на икономическите величини, освен ценовите данни, обобщени в Таблица 1, са необходими и данни за материалните потоци, определени при изчисляването на материалните баланси на всеки цикъл. Обобщени данни за материалните потоци в разгледаните горивни цикли са представени в Таблица 2, а пълните резултати от анализа на материалните баланси са публикувани в [3].

Таблица 1. Разходи, извършвани на отделните етапи на горивния цикъл, участващи във формирането на горивната съставляваща в стойността на електроенергията, USD/kgTM [2]

Тип разход	Стойност
Разходи за уранов концентрат	50 *USD/kgTM*
Разходи за конверсия	5 *USD/kgTM*
Разходи за разделителна работа	100 *USD/kgTM*
Разходи за междинно съхранение на отработено ураново гориво	100 *USD/kgTM*
Разходи за междинно съхранение на отработено смесено гориво	165 *USD/kgTM*
Разходи за преработка на отработено гориво	800 *USD/kgTM*
Разходи за производство на ураново гориво	250 *USD/kgTM*
Разходи за производство на MOX гориво	1250 *USD/kgTM*
Разходи за производство на MIX гориво	1375 *USD/kgTM*

Определяне на стойността на разходите за гориво

Стойността на разходите за гориво за единична кампания е определена съгласно равенство (1).

$$P_f = P_{U_3O_8}\ G_{U_3O_8} + P_{конв.}\ G_0 + P_{рр}\ U + P_{съхр.}\ G_{ЯГ} + P_{произв.}\ G_{ЯГ} + P_{прер}.\ G_{ЯГ} \quad (1)$$

където с P_{U3O8} са означени разходите за уранов концентрат, USD/kg; $P_{конв.}$ – разходите за конверсия, USD/kg; $P_{рр.}$ – разходите за разделителна работа, USD/kg; $P_{съхр.}$ – разходите за съхранение на отработеното ядрено гориво, USD/kg; $P_{прер.}$ – разходите за преработка на отработеното ядрено гориво, USD/kg и $P_{произв.}$ – разходите за производство на гориво, USD/kg;

G_{U3O8} - маса на урановия концентрат, kgTM; G_0 - маса на природния уран, kgTM; $G_{ЯГ}$ – маса на горивото, kgTM; ΔU – разделителна работа, EPP.

При определянето на горивните разходи са пренебрегнати разходите за транспорт и съхранение на горивото, подлежащо на погребване в края на горивния цикъл. Поради това, например, в разходната част при отворения горивен цикъл не са включени разходи по крайното съхранение и преработка. Това е така, тъй като е прието, че тези разходи се поемат от отчисления, правени от ядрените оператори в специализиран фонд. Тези отчисления са част от производствените разходи, но не са преки разходи за гориво и поради това не са разгледани.

Необходимите данни от материалните баланси, както и получените резултати за горивните разходи са представени в Таблица 2.

Специфичният размер на горивната компонента в производствените разходи, нормализиран за цялото електропроизводство в горивния цикъл, е определен съгласно (2):

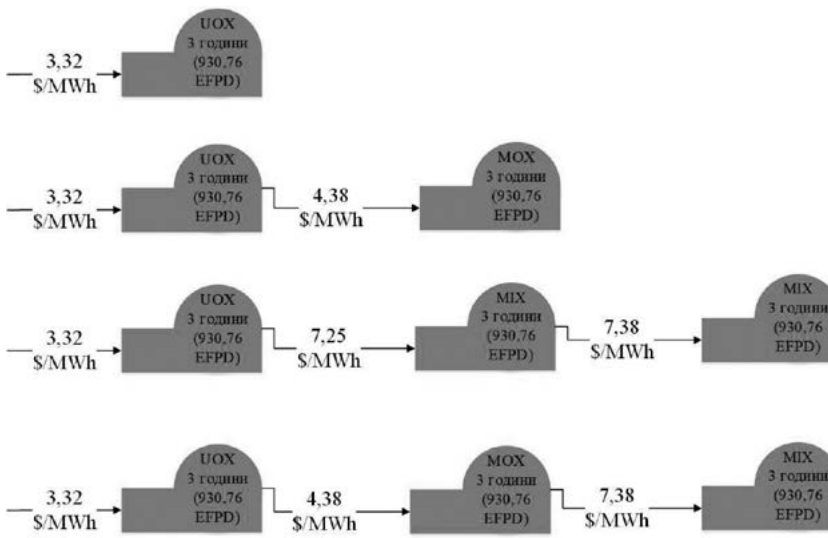
$$c_f = \frac{P_f}{\sum_i W_{бр.,i}}, \ \frac{USD}{MWh} \qquad (2)$$

където в знаменателя е сумата от брутните електропроизводства от всяка горивна кампания в разглеждания горивен цикъл.

Таблица 2. Икономически показатели за определяне на разходите за гориво за отделните горивни кампании

	UOX	MOX	MIX след UOX	MIX след MIX	MIX след MOX
Брутно електропроизводство, *TWh*	22,338	22,338	22,338	22,338	22,338
Маса на урановия концентрат, *t* U_3O_8	587,4	-	546,3	546,3	546,3
Маса на природния уран, *tTM*	498,1	-	463,2	463,2	463,2
Маса на урана, *tTM*	45,5	-	42,3	42,3	42,3
Маса на плутония, *kgTM*	-	3184,4	3184,4	3184,4	3184,4
Маса на обеднения уран, *tTM*	-	42,3	-	-	-

Разделитена работа, хил. EPP	309,8	-	288,1	288,1	288,1
Разходи гориво, хил. *USD*	74 211	97 806	161 932	164 889	164 889
Горивна компонента в производствените разходи, USD/MWh	3,32	4,38	7,25	7,38	7,38



Фигура 1. Горивна компонента за всяка горивна кампания от разглежданите горивни цикли©

Въз основа на получените резултати от Таблица 2 най-високи са разходите за горивната композиция MIX преди третата горивна кампания (второ рециклиране във варианти 3 и 4), които са с близо 3 000 000 USD по-високи от тези за горивна композиция MIX за първото рециклиране. Това се обяснява с разликата между разходите за междинно съхранение на килограм ураново и смесено оксидно гориво. Разходите за горивната композиция MOX, в сравнение с тези за MIX след ураново гориво са по-ниски с около 40%, тъй като в стойността на MOX горивото не влизат разходите, свързани с нужда от уранов концентрат, конверсия и обога-

тяване. В MOX горивото уранът, използван за изготвяне на горивото, е обеднен уран, който е отпаден продукт на разделителното производство. Въпреки че този продукт има вътрешна стойност, разходите за получаването му са платени под формата на разходи за уранов концентрат, конверсия и обогатяване при производството на обогатен уран и са включени в разходите за изготвяне на ураново гориво. Най-ниски са разходите за горивната композиция на урановото гориво, въпреки че разходите за уранов концентрат, конверсия и обогатяване са най-високи. Това се обяснява с факта, че производството при него има най-ниска цена (250 USD/kg) – 5 пъти по-ниска от тази за MOX (1250 USD/kg) и 5,5 пъти по-ниска от тази за производство на MIX касети (1375 USD/kg).

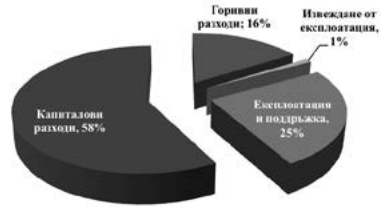
На Фигура 1 са представени горивните компоненти в производствените разходи за всяка горивна композиция. На практика тези стойности представляват размера на горивната компонента за всяка единична кампания на горивото

Сумарните разходи за горивните композиции, както и горивните компоненти, нормализирани за пълното електропроизводство в горивния цикъл, за всеки един от разглежданите варианти са представени в Таблица 3.

Таблица 3. Общи разходи за гориво за разгледаните горивни цикли

Горивен цикъл	Брутно електропроизводство, *MWh*	Общи разходи за горивен цикъл, *USD*	Горивна компонента в производствените разходи за горивен цикъл, *USD/MWh*
UOX	22 338 000	74 210 560,29	3,32
UOX-MOX	44 676 000	172 016 643,22	3,85
UOX-MIX-MIX	67 014 000	401 030 690,76	5,98
UOX-MOX-MIX	67 014 000	336 905 173,40	5,03

Многократното рециклиране на плутония увеличава стойността на горивната компонента за целия цикъл между 34% и 55% в сравнение с отворения горивен цикъл – вариант 1. Въпреки еднаквия брой горивни кампании, това отклонение се получава въз основа на разликата в горивните компоненти за MOX и MIX гориво, получено след преработка на отработено UO_2 гориво. Сравнявайки горивните компоненти при вариант 1 и 2, се отбелязва разлика от 14%, дължаща се най-вече на петкратно по-високите разходи за производство на MOX касети.



Фигура 2. Структура на себестойността на произвежданата електроенергия от ЯЕЦ при 5% дисконтов фактор [4]

Въпреки големите разлики в разходите за гориво за всеки от разгледаните горивни цикли, те не биха оказали съществено влияние върху себестойността на произвежданата електроенергия поради факта, че горивните разходи участват с 16% в структурата ѝ (Таблица 3). Този дял обхваща както разходите в предния край на цикъла, така и тези в задния край, като се оценява, че разходите в предния край на цикъла имат тежест от 12%, а тези в задния – 4% от общите производствени разходи [4].

Заключение

Относително ниският принос на разходите за гориво в общата структура на производствените разходи на ЯЕЦ означава, че тя има ниска чувствителност към изменението на разходите за гориво. От своя страна това означава, че дори съществено изменение в горивните разходи не би довело до значимо увеличаване на себестойността на електрическата енергия. Предвид останалите ползи от рециклирането на плутоний и спестяването от разходи за съхранението му, както и повечето произведена електроенергия от първичния ресурс, рециклирането на плутония би могло да бъде икономически оправдано. Това естествено зависи от възприетата стратегия за въвеждането на конкретни ядрени горивни цикли, от интегрираността на съответната ЯЕЦ във веригата на доставки и предприятията от горивния цикъл на доставчиците на гориво и услуги в цикъла, както и от структурата и моделите на ценообразуване на пазарите, на които ще се реализира произведената електроенергия.

Източници:

[1] Манчева, Зл., И. Найденов (2020) Многократно рециклиране на плуто-

ний в реактор с вода под налягане: изменение на изотопния състав, Енергиен форум 2020 (под печат)
[2] Idaho National Laboratory (2017) Advanced Fuel Cycle Cost Basis, INL/EXT-17-43826, Idaho Falls, ID, USA
[3] Mancheva, Z., I. Naydenov (2020) Material Balance of Fuel Cycles for Plutonium Recycling in Pressurised Water Reactors, XXV Scientific Conference FPEPM 2020 (под печат)
[4] OECD NEA (2013) The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle, Paris

Автори:
маг. инж. Златина Манчева, Агенция за ядрено регулиране, zlatina.mancheva@gmail.com
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com

ИЗСЛЕДВАНЕ НА СИСТЕМА ЗА ТЕРМОХИМИЧНО СЪХРАНЕНИЕ НА СЛЪНЧЕВА ЕНЕРГИЯ И ОТПАДЪЧНА ТОПЛИНА С ПРИЛОЖЕНИЕ В СГРАДНИ ОТОПЛИТЕЛНИ ИНСТАЛАЦИИ

Силвия Бойчева, Симона Митева, Иван Маринов, Деница Згурева

INVESTIGATION OF A SYSTEM FOR THERMOCHEMICAL STORAGE OF SOLAR ENERGY AND WASTE HEAT WITH APPLICATION IN HOUSEHOLD HEATING INSTALLATIONS

Silviya Boycheva, Simona Miteva, Ivan Marinov, Denitza Zgureva

Finding solutions for long-term and efficient storage of solar energy and waste heat from the moment of their availability to the moment when they are required is an important task of economic and environmental importance. The present study focuses on the advantages of thermochemical long-term heat storage in zeolite/ water systems. In this manuscript investigations on the thermal characteristics of zeolites, obtained by utilization of coal fly ash are provided regarding their further application in heat storage systems as a cost-effective alternative to commercial zeolite 13 X. High values of the specific thermal capacity, water content above 18 wt % and water desorption at 189 °C are observed for a coal fly ash zeolite sample by differential scanning calorimetric and thermal gravimetric studies.

Съхранение на топлинна енергия

Разработването на ефективни системи за съхранение на топлинна енергия е от съществена важност за все по-широкото използване на слънчевата енергия за отоплителни цели, което ще допринесе за намаляване на потреблението на горива, а с това ще се ограничи въздействието на горивните процеси върху околната среда и същевременно ще се намалят енергийните разходи. Основният недостатък на соларните отоплителни инсталации е непостоянното енергопроизводство, породено от денонощни и сезонни флуктуации в интензитета на слънчевата радиация. Това налага търсенето на ефективни и икономически достъпни решения за продължителното съхранение на слънчевата топлинна енергия. Системите за съхранение на топлинна енергия (Thermal energy storage systems, TES) могат също така да се прилагат и за балансиране на доставките и потреблението на енергия, съхранявайки отпадъчната топлина от централизирани и локални сградни отоплителни инсталации през часо-

вите диапазони с ограничено потребление. Съхранението на топлинната енергия се основава на няколко принципа: съхранение на латентна топлина, чувствително (директно съхранение) и термохимично съхранение на топлинна енергия, илюстрирани на фиг. 1 [1].

Практическата реализация на TES зависи от себестойността на системата, капацитета и продължителността на съхранение на енергия, топлинните загуби и функционалността ѝ (площ за инсталиране, условия за зареждане и разреждане). За реализацията на съхранението на термична енергия по всички от разгледаните механизми, от първостепенно значение е обратимостта на процесите на зареждане и разреждане на TES.

Принципи на термохимичното съхранение на топлинна енергия

Термохимичното съхранение на енергия осигурява по-висок капацитет за съхранение на топлина в сравнение с другите два подхода, без да генерира топлинни загуби през периода на съхранение. Тези системи, наричани още химични термопомпи, използват термичните ефекти на обратими процеси, като разтваряне/изсушаване, хидратация/дехидратация, екзо-/ендотермични химични взаимодействия, адсорбция/десорбция, които най-често протичат в двукомпонентни работни среди: силикагел/вода, NaOH/вода, кристалохидрати на магнезиеви и литиеви соли ($MgSO_4$, $MgCl_2$, LiBr, LiCl)/вода, зеолит/вода и др. [1].

Като акумулираща среда се предпочитат термично устойчиви веще-

Фиг. 1. Механизми на съхранение на топлинна енергия.

ства с висок топлинен капацитет, а чрез използване на високо порести материали се интензифицират процесите на топло- и масообмен. Един от най-изследваните материали за акумулация на топлина е зеолит с търговска марка 13X, поради високата му специфична повърхност, надвишаваща 800 m^2/g, температурна стабилност над 1000 °C и задържането на около 25 wt. % вода в структурата на материала. Зеолит 13X е синтетичен аналог на природния зеолитен минерал Faujasite (FAU), залежите на който са силно ограничени в световен мащаб. Етапите на термохимично съхранение на топлина чрез адсорбция/десорбция в порьозна среда са визуализирани на фиг. 2.

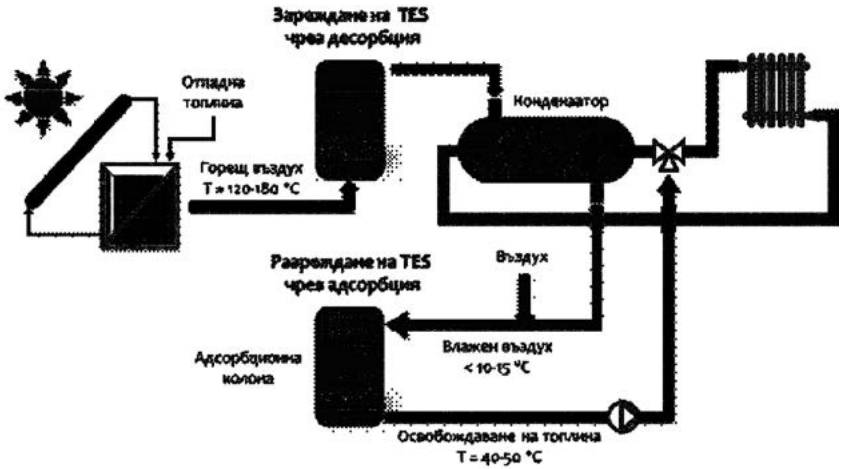
Принипът на термохимично съхранение на топлина от зеолити се изразява по следния начин:

Хидратиран зеолит + Топлина ↔ Водни пари + Дехидратиран зеолит

При този цикличен термохимичен процес на хидратация/дехидратация структурата на зеолитната матрица остава устойчива, поради високата инертност и термична стабилност на тези материали. След десорбцията, зеолитът може да остане продължително време в „заредено" състояние без загуби в акумулираната енергия, докато не бъде стартиран адсорбционният процес.

Ефективни адсорбционни TES системи, в които основните елементи са колони, запълнени със зеолит, са приложени в пилотни отоплителни сградни инсталации. Зеолитите са високопорьозни алумосиликати, задържащи в структурата си водни молекули, при което циклите на топлинно зареждане и разреждане са съответно десорбция и адсорбция на вода. В режим на десорбция (зареждане на TES) в колоната навлиза горещ въздух, при което зеолитът десорбира вода, която се събира чрез кондензация. В режим на адсорбция (разреждане на TES) в колоната постъпва студен влажен въздух, при което зеолитният материал поглъща водата и се освобождава топлина (екзотермичен процес). Напусналият топъл въздух може да се използва при отоплението на сгради. За TES с работна среда зеолит, зареждането се осъществява при температури 130-180 °C, като ефективността на съхранение на енергията е над 90 %. Тези TES се прилагат за съхранение и концентриране на соларна енергия, с което се оптимизира използването на топлината енергия от възобновяеми източници.

Наши изследвания чрез термогравиметричен анализ (TG-DTG) върху термичното поведение на зеолит 13X, показват, че освобождаването на вода от структурата му започва при 30 °C (начало на освобождаването на повърхностно адсорбирани водни молекули) и приключва при 350 °C (осво-



Фиг.2. Принцип на термохимично съхранение на топлинна енергия в работна среда зеолит/вода.

бождаване на водни молекули от микропорите на зеолит 13X). Най-интензивна десорбция на вода е установена в температурния диапазон 92-151 °C [2].

TES с акумулираща среда зеолит 13X в количество 7 t, организиран в три последователно свързани адсорбциони колони, е изградена за отопление на училищна сграда в град Мюнхен, Германия и е в експлоатация от 1996 г. Системата е от отворен тип, като оперира с въздух от околната среда. TES е предназначена да осигурява отоплението на сградата през пиковото потребление на топлинна енергия от системата за централизирано топлоснабдяване, като позволява автономно отопление за период от 14 h. TES покрива топлинен товар от 95 kW, при температура на потока на изход от системата 95 °C и 35 °C на вход. Капацитетът на съхранение на топлинна енергия е 1300-1400 kW след зареждане на системата при 130 °C, а енергийната плътност при топлинната акумулация е до 200 kW/m^3 [4]. Други изследвания показват възможност за повишаване на енергийната плътност на зеолит 13X до над 300 kW/m^3 чрез импрегнирането му с метални соли [1]. Понастоящем се разработват и изследват редица прототипи на TES, базирани на адсорбция/десорбция в системата зеолит/вода [4,5].

Зеолити от тип X могат да бъдат получени и чрез оползотворяване на летяща пепел от изгаряне на въглища, която по състав е предимно алумосиликатен материал (SiO_2+Al_2O_3>70 wt %). Получаването на зеолит X чрез алкална конверсия на летяща пепел, генерирана при изгарянето на лигнитни въглища в големи горивни инсталации у нас от комплекса „Мари-

ца Изток", е изследвано в редица наши публикации, като е постигната висока степен на превръщане на пепелта в зеолит (над 80 %) при увеличаване на специфичната повърхност на продукта до около 500 m^2/g [6]. Оползотворяването на пепелта от изгарянето на въглища чрез конверсията й в продукти със съществени практически приложения, допринася за подобряване на екологичните показатели на въглищните ТЕЦ. Повърхностните свойства на зеолитите от въглища пепел (CFAZ), които са важна характеристика, предопределяща приложимостта им като повърхностно-активни вещества, са изследвани детайлно [7]. CFAZ за разлика от зеолит 13X, който е микропорьозен (среден размер на порите 10 Å), се характеризират със смесена микро-мезопорьозна структура, което се очаква да ускорява масообменните процеси в материала, като напр. дехидратацията и адсорбцията на водните молекули, които са с диаметър от 0.265 Å.

Целта на настоящето изследване е да изяснят основни специфични термични характеристики на зеолити от въглищна пепел в контекста на възможностите за приложението им в системи за съхраняване на топлинна енергия.

Изследване на основни термични характеристики на зеолити от въглищна пепел, като термоакумулиращи среди в TES на принципа на адсорбция/десорбция

В Таблица 1 са представени основни физикохимични характеристики на зеолити, получени чрез оползотворяване на летяща пепел от изгаряне на български лигнитни въглища, в съпоставка с характеристиките на търговски зеолит 13 X.

Таблица 1. Физикохимични характеристики на CFAZ и зеолит 13 X

Показател	Зеолит 13 X	CFAZ
Специфична повърхност, SBET, m^2/g	730-800	< 500 m^2/g
Среден диаметър на микропори, nm	0.14-0.70	0.11-0.24
Среден диаметър на мезопори, nm	-	0.40-0.55
Специфичен вътрешен обем на зеолитната структура, m^3/g	0.26-0.33	max 0.31
Съдържание на вода, wt %	24-26	16-23
Температурен пик на дехидратация, °C	150-170	140-190
Обемна плътност, g/cm^3	0.70-0.80	0.66 – 0.70

Ефективността на TES се изчислява чрез отношението на получената топлина, която е тази от кондензацията на освободените от зеолитната структура водни пари Q_{cond} и от екзотермичния адсорбционен процес Q_{ads}, спрямо вложената енергия, която е енергията за десорбция (зареждане на системата) Q_{des}:

$$h \frac{Q_{cond} + Q_{ads}}{Q_{des}} \quad (1)$$

Теоретичният капацитет за съхранение на топлинна енергия $Q_{max,}$ (kJ) на TES на термохимичен принцип се изчислява от следните уравнения [8]:

$$Q_{max} = \Delta q V \rho_{bulk} \Delta H_{ads} \quad (2)$$

където: V – Обем на зеолитния слой, m^3, Δq - акумулирана вода в зеолита при разреждане на TES, mol/kg, ρ_{bulk} – обемна плътност на зеолита, kg/m^3, ΔH_{ads} – диференциална енталпията на адсорбция, kJ/mol.

Мощността P (kW) на TES се изчислява от отношението:

$$P = \frac{m_{air} x \Delta H_{ads}}{M_w} \quad (3)$$

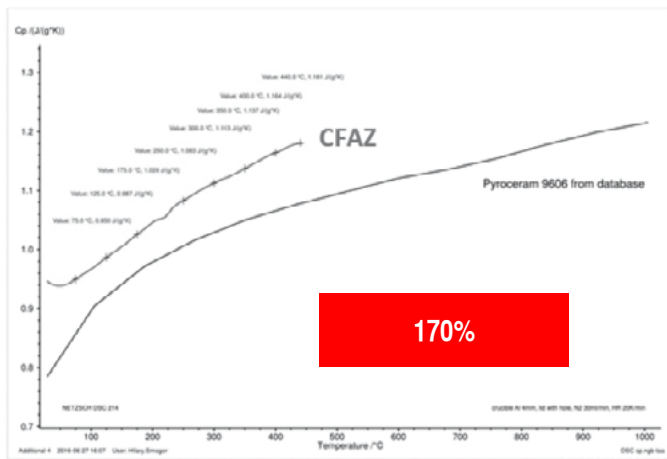
x - абсолютна влажност на въздуха; M_w – молекулна маса на водата, kg/mol - масов разход на въздух, kg/h.

Енергийната плътност E (kW/m^3) на акумулиращата среда е също съществен параметър за TES, който се определя от физикохимичните характеристики на използвания материал:

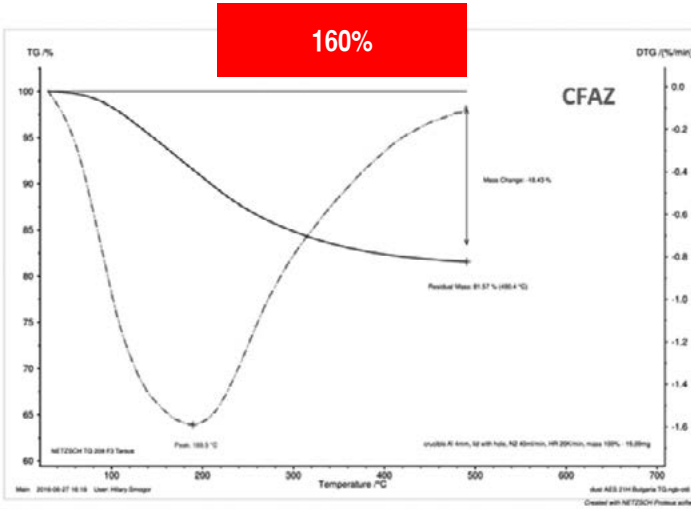
$$E = \frac{Q_{max}}{V.3,6} \quad (4)$$

Уравнение (2) показва, че от съдържанието на вода в зеолитната структура пряко зависи капацитетът на TES за съхранение на топлина. Температурният диапазон за дехидратация на зеолита, а така също и стойностите на специфичния му топлинен капацитет, определят енергийните разходи за зареждане на TES. Въпреки, че върху синтеза на зеолити от въглищна пепел са налични задълбочени изследвания, то информацията за редица техни свойства, в това число и термични, е оскъдна, тъй като приложенията на тези материали са все още слабо изучени. Още повече, че се очаква физикохимичните свойства на CFAZ, синтезирани по различни технологични схеми, да се различават съществено. Това провокира нашия интерес към изследване на основни термични характеристики, свързани с приложимостта на CFAZ в системи за термохимично съхранение на топлина. Въпреки, по-малката си специфична повърхност от търговките си аналози, тези материали са конкурентни, поради ниска-

та си себестойност. В настоящата публикация са изследвани температурната зависимост на специфичния топлинен капацитет, съдържанието на вода и температурния интервал на нейната десорбция за зеолит, синтезиран от летяща пепел, генерирана от изгарянето на лигнитни въглища в ТЕЦ "AES Гълъбово". Специфичният топлинен капацитет на CFAZ е измерен с диференциално-сканиращ калориметър NETZSCH DSC 214 Polyma. Изследването е проведено върху предварително накален образец в количество 15 mg. Като референтен материал за калибриране на калориметричната система е използван сапфир. Температурната зависимост на топлинния капацитет на CFAZ в интервала от 0 до 500 °C е представена на фиг. 3. Съдържанието на вода и температурният диапазон на десорбцията й са изследвани чрез термогравиметричен анализ TG-DTG с термогравиметър NETZSCH TG 209 F3 Thersus. Експерименталната TG-DTG крива е представена на фиг. 4. За изследвания образец е измерено съдържание на вода в зеолита от 18.34 wt. %. Установен е десорбционен пик при 189 °C, която температура, въпреки смесената микро-мезопорьозна структура на образеца, е по-висока от температурата на десорбционния пик при зеолит 13 X, което най-вероятно се обяснява с деформация на порите. Специфичният топлинен капацитет Cp на CFAZ се характеризира с високи стойности в изследвания температурен диапазон 960-1113 J/kgK, като надвишава тези на търговския зеолит 13X по литературни данни (836 J/kgK).



Фиг. 3. Специфичен топлинен капацитет на CFAZ във функция от температурата.



Фиг. 4. TG-DTG анализ на зеолитен образец от въглищна пепел.

Заключение

Термохимичното съхранение на топлинна енергия с работна среда зеолит/вода е ефективно и достъпно решение за изграждането на локални системи към сградни инсталации за икономия на топлина и пълноценно използване на соларната енергия. Зеолити с ниска себестойност могат да се получат чрез оползотворяване на отпадъчни алумосиликати, в това число и на пепел от въглища, което ще допринесе за съхраняване на природни ресурси и подобряване на екологичните показатели на ТЕЦ. Изследванията на повърхностните и физикохимичните свойства на зеолити от въглища пепел са обещаващи за изследването им като среди за съхранение на топлина.

Литература:

[1] L. Scapino, H. A. Zondag, J. V. Bael, J. Diriken, C.C.M. Rindt, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 76 (2017) 1314-1331.
[2] Y.Kalvachev, D.Zgureva, S.Boycheva, B. Barbov, N.Petrova, Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, 124 (1), (2016), pp. 101-106, DOI: 10.1007/s10973-015-5148-1.
[3] R.A. Hauer, S. Fischer, E. Lavemenn, Thermal Applications of Zeolite/Water

Adsorption Processes. In: LeVan M.D. (eds) Fundamentals of Adsorption. The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science, vol 356 (1996), Springer, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1375-5_46.
[4] H. Zondag,B. Kikkert, S. Smeding, R, de Boer, M. Bakker. Applied Energy, 109, 2013, 360-365, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.01.082
[5] M.Gaeini, M.R.Javed, H.Ouwerkerk, H.A.Zondag, C.C.M.Rind, Energy Procedia,135, 2017, 105-114. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.491.
[6] S. Boycheva, I.Marinov, S.Miteva, D.Zgureva, Sustainable Chemistry and Pharmacy, 15, (2020) art. no. 100217.DOI: 10.1016/j.scp.2020.100217.
[7] SV Boycheva, DM Zgureva, Bulgarian ChemicaL Communications, 48 Special Issue: A, 2016, pp.101-107.
[8] R. van Alebeek, L. Scapino, M.A.J.M. Beving, M. Gaeini, C.C.M. Rindt, H.A. Zondag. Applied Thermal Engineering 139 (2018) 325–333.

Автори:

доц. д-р инж. Силвия Василева Бойчева, ТУ–София, катедра ТЕЯЕ, sboycheva@tu-sofia.bg
бак-инж. Симона Митева, ТУ–София, катедра ТЕЯЕ, simona_miteva97@gmail.com
бак-инж. Иван Красимиров Маринов, ТУ–София, катедра ТЕЯЕ, marinov1016@gmail.com
гл. ас. д-р инж. Деница Маринова Згурева, ТУ–София, dzgureva@gmail.com

Настоящето изследване е в рамките на научно-изследователски проект Студентски хъб, финансиран от Научно-изследователски сектор при Технически университет-София чрез договор № 201ИХЪБ0004-02. Авторите изказват благодарност на *NETZSCH и LabTrade* за съдействието със съвременни инструментални техники при настоящите изследвания.

ОПОЛЗОТВОРЯВАНЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ ОТ КОНВЕНЦИОНАЛНИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ЦЕНТРАЛИ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА СИНТЕТИЧНИ ГОРИВА: ОБЗОР

Деница Згурева, Силвия Бойчева

UTILIZATION OF CARBON DIOXIDE GENERATED IN THERMAL POWER PLANTS FOR PRODUCTION OF SYNTHETIC FUELS: AN OVERVIEW

Denitza Zgureva, Silviya Boycheva

The deepening environmental problems caused by carbon emissions into the atmosphere obeys the main challenge to the modern industry related to the transformation of the production processes into zero emission technologies. One of the main CO_2 emitters is the electrical power production in conventional Thermal Power Plants (TPPs) where fossil fuels are used as a primary energy source. The promising technologies for decrease the levels of CO_2 which could be implemented to the existing TPPs is the so called Carbon Capture and Utilization (CCU). These technologies could be applied as direct and indirect approaches to produce derivatives requiring CO_2 as a raw material. This article discusses a specific CCU approach for indirect CO_2 utilization in installations for synthetic fuels syntheses.

Въведение

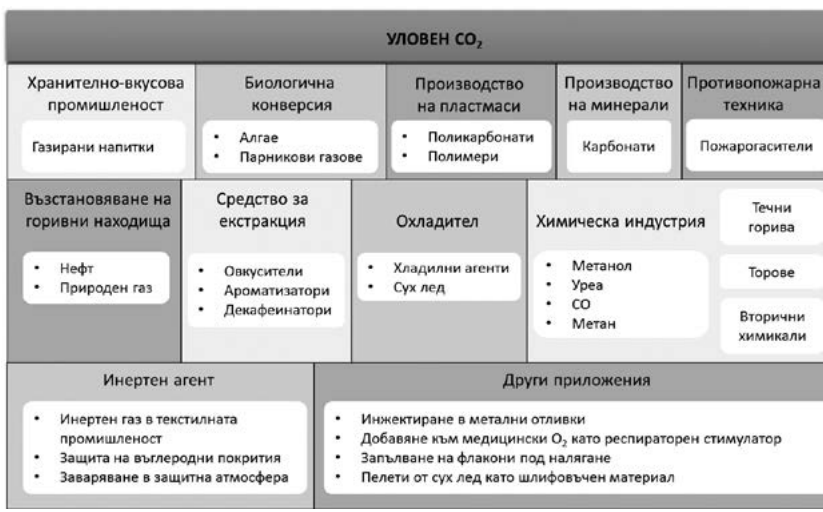
Един от най-актуалните екологични проблеми с трансграничен характер е непрестанно увеличаващата се концентрация на въглероден диоксид в атмосферата, като той е считан за парниковия газ с най-голям принос към т.нар. глобално затопляне. По своята същност, въглеродният диоксид (CO_2) не е отпадъчен продукт, тъй като представлява основен компонент на жизнения цикъл на растенията, участвайки в процесите на фотосинтеза. Концентрацията на CO_2 в атмосферата се определя от масовия баланс в системата човек-растение, който обаче по време на индустриалната революция е нарушен чрез интегрирането на технологични процеси, генериращи CO_2 в промишлени количества. Развитието на технологиите към днешна дата позволява насочване на изследователската и внедрителска дейности към създаването на възможности за имитиране на естествените биологични процеси в индустриален мащаб. За да се реализира такъв проект е необходимо стабилната и нискоенер-

гийна молекула на CO_2 да бъде преобразувана в продукт с добра пазарна реализация. Възможностите за оползотворяване на CO_2 се основават на разработването на нови химични процеси, като основното предизвикателство пред тях е свързано с реализирането на енергийно ефективни системи, работещи в индустриален мащаб [1].

В последните години интензивно се работи върху различни възможности за оползотворяване на CO_2, генериран в промишлени обекти, като на Фигура 1 е представена обобщена схема на технологиите, които към настоящия момент се намират в научно-изследователски етап на развитие.

Терминът Carbon Capture and Utilization (CCU) или „Улавяне и оползотворяване на въглерод" се отнася до технологии и процеси, които след улавянето на CO_2 го използват в материали или носители на енергия директно или след химичното му превръщане във въглеродно съединение. Друг подход (Carbon Capture and Storage – CCS), разглеждан като потенциален за управление на въглеродните емисии, представлява транспортирането и съхранението на втечнен въглероден диоксид в дълбоки геоложки формации.

Въпреки, че и двете технологии се стремят да намалят промишлените емисии CO_2, CCU е фундаментално различна от противоречивите методи за съхранение на въглерод след неговото улавяне и (CCS). Докато CCS се стреми да осигури дълговременно подземно съхраняване на CO_2,



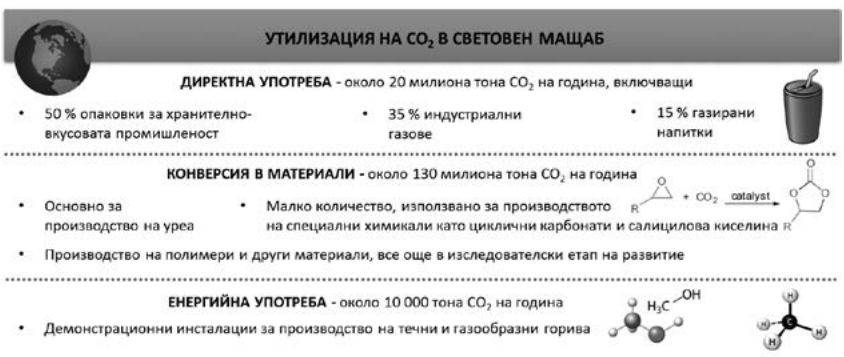
Фигура 1. Обобщена схема на технологиите за оползотворяване на CO_2, генериран от промишлени обекти

то CCU се опитва да използва CO_2 емисиите като алтернативен източник на въглерод, при което се реализира затваряне на индустриалния въглероден цикъл.

В глобален мащаб много страни са създали изследователски програми за проучване на използването на CO_2, като пример за това е Германия, която понастоящем финансира 33 съвместни проекта с общ бюджет над 100 милиона евро [2]. Голяма част от разработваните лабораторни технологии вече се изследват на следващо ниво в пилотни и демонстрационни инсталации. Например, в Dormagen се произвеждат полиоли, като основа за получаването на строителни пени, а в Werlte, Stuttgard и Dresden се произвеждат синтетични горива. Директното използване на CO_2 е утвърдена практика в някои сектори, като например за производството на газирани напитки, пожарогасители, сух лед и др., но генерираните от индустриалните източници количества CO_2 надхвърлят значително необходимите за захранването на тези производствени сектори.

По данни от Международната агенция по енергетика (IAE), генерираното количество CO_2 от енергопроизводствени предприятия възлиза на 32.5 Gt за 2017 г., като е отчетен ръст от 1.4 % спрямо предходната година. Към настоящия момент, в световен мащаб се утилизират едва 0.15 Gt (Фигура 2) [3].

Енергопроизводствените предприятия като ТЕЦ, ТФЕЦ и КЕЦ, изгарящи органични горива, се явяват голям точков източник на CO_2, което е предпоставка за внедряването на локални CCU технологии на територията на съответната централа, съобразени със специфичните условия на работа на съоръженията. Директното улавяне на CO_2 от потока димен



Фигура 2. Промишлено оползотворяване на CO_2 в световен мащаб, разпределено по сектори

газ и последващото му използване в динамичен цикъл на работа от инсталация за оползотворяване на газа в пазарен продукт, би довело до значителни икономически ползи, поради елиминирането на разходите за транспорт и съхранение на големи обеми CO_2. От технологиите, които се намират в научно-изследователски етап на развитие, най-перспективни, по отношение на приложимост към големи енергийни обекти, са химичната трансформация на CO_2 в реагенти (урея), горива (течни, газообразни) или използването му за полимеризация и производството на различни видове полимери и поликарбонати.

В настоящото изследване е извършен обзор на технологичните възможности за оползотворяване на въглеродните емисии, генерирани в конвенционални електрически централи чрез производство на синтетични органични горива.

Производство на синтетичен метан от CO_2

Основи на конверсията на CO_2 в метан

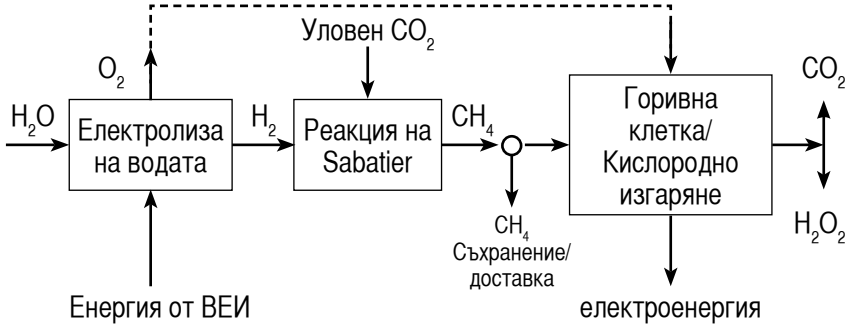
Реакцията на метанизация на CO_2 е открита още през 1902 г. от Paul Sabatier и Jean-Baptiste Senderens, като обещаващо решение за намаляване на емисиите от CO_2 в атмосферата. В съответствие с реакцията на Sabatier, 1 mol метан се получава чрез редукцията на 1 mol CO_2 с 4 mol водород, съобразно химичното уравнение [4]:

$$CO_2 + 4\ H_2 = CH_4 + 2H_2O \quad \Delta H = -164.9\ kJ/mol \qquad (1)$$

Въз основа на това химично взаимодействие се разработва концепцията за технологиите от „енергия към газ" (power-to-gas technology), които се основават на интеграцията на процеса на електрохимично получаване на водород чрез електролиза на вода, използвайки енергия от възобновяеми енергоизточници и прилагането му за хидрогенирането на CO_2, уловен от димни газове или газове от промишлени инсталации, до получаването на метан, т.нар. синтетичен природен газ (SNG) [5]. Синтетичният метан (CH_4) може да бъде съхраняван дългосрочно или да бъде прилаган като заместващо природния газ гориво с нулеви емисии от CO_2.

Чрез тази концепция се решават следните ключови за съвременната енергетика проблеми:

- съхранението на възобновяема енергия;
- интегрирането на възобновяемата енергия в общата енергийна система;
- намаляването на емисиите парникови газове;



Фигура 3. Технологични етапи на конверсията на CO_2 до метан

• получаването на алтернативни горива.

Технологичната схема на процеса включва следните етапи (Фигура 3):

5. получаване на водород (един от най-удачните подходи е чрез електролиза на вода с възобновяема енергия). Електролизните клетки достигат ефективност повече от 70 %, като ефективността им е подобрена при повишени температури и налягания. Като страничен продукт се получава кислород;

6. редукция на CO_2 с H_2 до получаването на CH_4;

7. съхранение или изгаряне на метана.

Конверсионният фактор на CO_2 до CH_4 зависи от температурата и от моларното съотношение H_2/CO_2, като е постижима пълна конверсия на CO_2 до CH_4. Реакцията на метанизация е екзотермична. Метанизацията на CO_2 протича в температурния диапазон 200-550 °C и налягания от атмосферно до 80 bar, в зависимост от вида на използвания реактор и катализатора. Висока степен на конверсия (~90 %) е измерена при ~300 °C при каталитична редукция върху никелов катализатор при налягане на газовата смес 1 atm и молни съотношения CO_2/H_2=1/4 и CO_2/H_2=1/5. При молни съотношения CO_2/H_2=1/3 на практика отсъства редукция при ниски температури [6].

Относно механизма на реакцията на Sabatier съществуват две основни концепции:

• директна конверсия на CO_2/H_2 в метан;

• преминаването на процеса през формиране на междинен CO, който се метанизира на следващ етап.

Двустепенният редукционен механизъм се изразява посредством следните взаимодействия [4]:

$$CO_2 + H_2 = CO + H_2O \qquad {}_{\Delta}H = 41 \text{ kJ/mol} \qquad (2)$$

$$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O \qquad {}_{\Delta}H = -206 \text{ kJ/mol} \qquad (3)$$

Освен метан и вода, в крайния продукт могат да се формират и наситени въглеводороди. Най-стабилният съставен C_{2n+2} въглеводород е етанът и той се получава по реакцията:

$$CO_2 + 3.5\ H_2 = 0.5\ C_2H_6 + 2H_2O \qquad {}_{\Delta}H = -132kJ/mol \tag{4}$$

При редукционния процес е възможно формирането и на въглеродни отлагания по следния механизъм:

$$CO_2 + 2H_2 = C + 2H_2O \qquad {}_{\Delta}H = -90kJ/mol \tag{5}$$

В съответствие с термодинамиката на процесите, образуването на метан от CO_2 и H_2 е благоприятно до максимална температура около 600 °C. Формирането на въглероден оксид от въглероден диоксид, от друга страна, е благоприятно при температури над 800 °C (реакцията е ендотермична). По този начин, процесът трябва да се провежда на няколко етапа, за да се поддържат температурата и концентрацията на CO в реакционния продукт достатъчно ниски. Тъй като образуването на етан не е благоприятно над 400 °C, то при повишени температури се очаква ниска концентрация на C_2H_6 в синтетичния газ.

Резултати от експериментални изследвания, проведени от Schaaf и колектив, показват, че степента на конверсия на CO_2 нараства с повишаване на налягането и понижаване на температура [4]. При атмосферно налягане от 1 bar и реакционна температура от 450 °C може да се постигне превръщане на 78 % CO_2. Процесът на синтез на метан в пълномащабна инсталация, обаче, изисква по-високи степени на конверсия на CO_2. С едноетапен процес, висока степен на конверсия може да се постигне само при по-ниски температури или повишено налягане. Чрез увеличаване на налягането до 20 bar и поддържане на температурата 450 °C, конверсията на CO_2 достига ~93 %. По-нататъшното повишаване на работното налягане не увеличава съществено добива на метан.

Катализатори на реакцията на метанизация на CO_2

Като катализатори на реакцията на метанизация на CO_2 са изследвани благородни метали (Rh, Ru, Pd, Pt) поради тяхната висока каталитична активност, но от гледна точка на индустриализацията на този процес, по-голям интерес представляват преходните метали (Ni, Co, Cu, Fe) поради достъпната им цена [7].

При изследването на каталитичната активност на различни катализатори върху хидрогенирането на C-O връзката е установен следния ред на активност [8]:

$$Rh > Ru > Pd > Pt > Ni > Co >> Cu$$

Каталитичният товар обикновено е 0.05-0.5 wt. % за благородните метали и 5-20 wt. % за останалите метали. Cu и Ag катализират основно получаването на метанол CH_3OH. Никелът (Ni) и рутеният Ru са изключително селективни към получаването на метан, но поради високата си цена Ru не представлява индустриален интерес, въпреки най-високата му активност при реакцията на метанизация. Металите Pd, Pt, Rh, Mo, Re и Au катализират едновременно получаването на CH_4, CH_3OH и CO.

В Таблица 1 са обобщени литературни данни за каталитичната активност на метали и метални системи с висока степен на конверсия и селективност при CO_2/H_2 метанизацията.

Таблица 1. Данни за активността на каталитични системи за метанизация на CO_2/H_2 [9]

Катализатор	T,°C	Подхранващ поток H_2:CO_2	Степен на конверсия, %	Селективност за получаване на CH_4
Rh/Ni(30:70)/Al_2O_3	400	4:1	90.1	70.8
69.1% Ni_5Al-R	400	4:1	92.4	99.0
$LaNi_4Al$	400	4:1	91.5	95.0
25% Ni/Al_2O_3	235	9:1	99.0	99.7
9.8% Ni/Al_2O_3	516	11:1	98.0	100
10% Ni/La_2O_3	300	4:1	90.0	100
10% Ni/La_2O_3	320	4:1	97.1	100
10% Ni/La_2O_3	380	4:1	100	100
8% Ni/zeolite	600	10:1	100	80.0
PH(Ni/SiO_2)	250	2:1	90.0	100
10% Ni/CeO	350	4:1	90.0	100
50Ni-50($Zr_{0.833}Sm_{0.167}$)	350	-	95.0	100
Ni-40Mm	300	4:1	91.0	100
Ni-40Zr	300	4:1	89.0	100

Ni-40Sm	300	4:1	86	100
Ru-Microlith	350	5.5:1	93.0	100
Rh-Microlith	395	4:1	95.0	100
Rh-Microlith	225	5.5:1	99.8	100
RuMnNi(5:35:60)/Al_2O_3	400	4:1	99.8	72.4
RuMnCu(10:30:60)/Al_2O_3	220	4:1	99.7	70.0
Rh/Ni(30:70)/Al_2O_3	400	4:1	90.1	70.8
Pt/Co(10:90)/Al_2O_3	400	4:1	70.1	67.8
$LaNiO_3$-500C	300	4:1	77.7	99.4
Ni-La/SiC	350	4:1	76.0	100

Предпочитаните катализатори за индустриални приложения трябва да се характеризират с висока селективност към образуването на метан спрямо други въглеводороди, висока активност, стабилност, време на живот, ниска цена. Най-близо до индустриална реализация са каталитичните системи базирани на никел (Ni) върху подложки от различни материали като Al_2O_3, MCM, SBA-15, ZrO_2, CeO_2, зеолити. От своя страна каталитичните носители (подложките) трябва да осигуряват максимална повърхност, висока дисперсия на каталитичните центрове, стабилност, механична здравина и термична устойчивост [10]. Каталитичните носители оказват влияние и върху селективността н активността на цялата система при процеса на метанизация. Потенциален кандидат за индустриални цели са каталитичните системи Ni/мезопорьозен SiO_2 и Al_2O_3. Високата селективност на системата Ni/Al_2O_3 се свързва с наличието на вътрешна и междучастичкова порьозност и висока основност на каталитичната система, определяща наличието на каталитични центрове на Bronsted-Lewis. Работни температури под 200 °C, обаче, не се допускат в присъствието на катализатор никел, поради потенциалното образуване на силно токсичен карбонил никел от въглеродния оксид [11]. Работната температура, от друга страна, никога не трябва да превишава 550 °C, за да се избегне деактивирането на катализатора чрез синтероване или образуване на въглерод. Поради тези причини, диапазонът на възможните температури в реакторите за метанизация е ясно определен. За да се избегне разграждането на катализатора с каталитични отрови, като сяра или

силоксан, е необходимо очистване на потока CO_2 преди реактора за метанизация.

Каталитични реактори за метанизационния процес

Поради екзотермичния характер на реакцията на метанизация, конструкцията на реактора е от решаващо значение за осъществяване на термичен контрол върху процеса. Изследвана е приложимостта на няколко конструкции реактори при процеса на метанизация: реактори с фиксиран слой, реактори със структуриран пълнеж, реактори с кипящ слой и колони с барботация на суспензията [12]. Независимо от избрания дизайн на реактора, генерираната топлина от реакцията на метанизация трябва непрекъснато да се извежда от реактора. При метанизацията на CO_2, увеличението на газообразна фракция на метана в продуктовия газ с около 1 mol %, предизвиква повишаване на температурата с около 60 K [4]. Ефективен начин за понижаване на температурите в реактора е намаляването на концентрацията на входящия поток чрез контролираното му разреждане чрез рециркулация на част от изходящия газов поток и охлаждане на продуктовия газ. Охлаждането на продуктовия газ, обаче, води до нежелани загуби на енергия. Алтернативно решение е изотермичен режим на реактора, който се реализира в охлаждаеми реактори, при които топлината от реакционната зона се извежда в охлаждаща среда. Поради ограничения радиален и аксиален пренос на топлина в реакторите с неподвижен слой, е трудно да се осъществи изотермичен режим и възникват зони на локални прегрявания в каталитичния слой и на тръбната система. За по-добър контрол на температурата се реализира адиабатен режим за няколко последователно свързани реактора с фиксиран слой. Контролирането на температурата се осъществява чрез рециркулация на изходящите газови потоци от реакторите, чрез междинни етапи на охлаждане на газа или чрез поетапно добавяне на реакционна смес. Този режим на работа обаче предизвиква висок топлинен стрес върху катализатора и конструкционния материал на реакторите, тъй като температурите варират в диапазона 250- 700 °C [12].

Като алтернатива на реакторите с фиксиран слой, се разглеждат устройствата с кипящ слой. При тях реакцията на метанизация протича във флуидизиран слой от катализаторни частици. Благодарение на много доброто смесване на газовите молекули и твърдите частици на катализатора във флуидизирания слой, се постигат високи скорости на масо- и топлопренасянето и се реализират почти изотермични условия. Друго

предимство на реакторите с кипящ слой е много доброто управление на процеса. Трудности при този тип реактори предизвикват абразията и увличането на катализаторните частици в газовия поток.

При структурираните реактори се прилагат метални конструкции като каталитични носители, които същевременно интензифицират топлопренасянето между катализатора и охлаждащата среда, като по този начин се избягват възникването на зони с локални прегрявания. Основния недостатък на тези съоръжения е технологичните трудности при имобилизирането на катализатора върху металните повърхности [12].

Реакторите с барботация на суспензия, включват течна фаза с висок топлинен капацитет и висока топлопроводност, която контактува директно с каталитичната повърхност и отнема топлината от екзотермичната реакция. Конструкцията на тези реактори позволява работа в интензивен динамичен режим, при добро управление на топлинните потоци и ограничаване на риска от прегряване или преохлаждане в системата. Въпреки това, производителността на колоните с барботация е ниска по отношение на добива на метан, поради допълнителната бариера на масопренос между газовата и течната фази.

Инвестиционни и операционни разходи на инсталация Power-to-Gas

Пресмятането на масовия баланс на Power-to-Gas процес може да се извърши въз основа на стехиометрията по реакцията на Sabatier с отчитане на надстехометричната необходимост от H_2. Например, масовите потоци за метанизацията на 2.5 млн.t. CO_2 годишно са обобщени в Таблица 2.

Таблица 2. Масови потоци при метанизацията на CO2 за инсталация с капацитет3 2.5 млн.t. CO2 годишно [13]

	Входящи потоци		Изходящи потоци		Странични продукти
	CO_2	H_2	H_2O	CH_4	O_2
Стехиометрия	1	4	2	1	2
Моларни маси, g/mol	44.01	2.02	18.02	16.05	15.99
Масови потоци, млн.t/годишно	2.5	0.46	2.04	0.9	3.6
Обемни потоци, млн. 10^3 m^3/ годишно	-	5.08	-	1.26	-

Специфичната консумация на електролизаторите за получаване на водород чрез алкална електролиза е 4.2 kWh/m^3 H_2 и 4.7 kWh/m^3 H_2. Приблизителната оценка на капиталовите и операционните разходи на Power-to-Gas инсталация с капацитет 2.5 млн.t. CO_2 годишно (към 2018 г.) показват разчетите, представени в Таблица 3.

Таблица 3. Оценка на капиталовите и операционните разходи на Power-to-Gas инсталация с капацитет 2.5 млн.t. CO2 годишно (към 2018 г.) [13]

		Фотоволтаична инсталация	Алкална електролиза	Метанизация	Общо за PtG
Инвестиционни разходи	млн. EUR	23.633	15.377	5.028	44.038
	EUR/kW	1027	726	237	1990
Операционни разходи	млн. EUR/г.	2.262	1.595	521.67	4.379
	EUR/kW	0.10	0.126	0.046	0.274

Производство на метанол от CO_2

Друг подход за индиректно енергийно оползотворяване на генерирания CO_2 от енергопроизводствени и индустриални предприятия е използването му като суровина за производство на метанол [14]. Метанолът CH_3OH е органично съединение от групата на алкохолите, което е намерило многобройни и разнообразни приложения в медицината, фармацията, производството на пластмасови и гумени изделия, производството на бои и оцветители. С развитието на екологосъобразните и безотпадни енергийни технологии, метанолът е намерил приложение като органично гориво в автомобилните двигатели, енергийните парогенератори и газовите турбини [15]. Към настоящия момент основната част от промишленото производство на метанол се осъществява в централи за преработка на природен и синтетичен газ. Възможността за получаването на метанол от CO_2 би довела до енергийното му оползотворяване като т.нар. биогориво с нулев въглероден отпечатък. Изгарянето на метанол също така е съпроводено с отделянето на по-ниски концентрации NO_x в потока димен газ в сравнение с изгарянето на природен газ. В свое изследване от 2000 г. Steinberg извършва задълбочен технико-икономически анализ на възможностите за замяна на конвенционалните органични горива с

метанол, с който показва наличието на редица явни и неявни ползи за икономиката и околната среда [16].

Основоположници на идеята за получаване на метанол от CO_2 и вода са Steinberg и Dang, които през 1977 г. публикуват изследване върху получаването на метанол от атмосферен въздух и вода чрез с помощта на термоядрен реактор [17], като след това идеята е развита и са предложени редица алтернативни концепции за получаването на CO_2 и H_2, необходими за реакцията, като са изследвани и различни катализатори [18-20]. Носителят на Нобелова награда за химия, George Olah развива идеята за насърчаване на метаноловата индустрия, като част от концепцията за „антропогенен химичен въглероден цикъл" за постигане на затворен въглероден цикъл в околната среда [20].

Наличните техники за индустриално производство на метанол чрез преобразуване на синтетичен газ, добит от изкопаеми горива (с основен състав CO и H_2), се основават на протичането на реакцията, описана с у-ние 6, върху метални катализатори (напр. система Cu-Zn) при налягане в диапазона 5-10 MPa и температура 200-300 °C.

$$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH \qquad {}_{\Delta}H^0_{298} = -91 \text{ kJ/mol} \tag{6}$$

В концепцията на CCU се изследва използването на CO_2 вместо CO при синтеза на метанол - уравнение (7):

$$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O \qquad {}_{\Delta}H^0_{298} = -49 \text{ kJ/mol} \tag{7}$$

Реализирането на този процес, обаче е свързано с преодоляването на две основни предизвикателства: активирането на CO_2 и доставянето на значителна енергия за осъществяване на процеса.

Хидрогенирането на CO_2 до метанол, може да бъде съпътствано от реакция водеща до получаването на CO (reverse water gas shift, RWGS) [21]:

$$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O \qquad {}_{\Delta}H^0_{298} = +42 \text{ kJ/mol} \tag{8}$$

Химичните взаимодействия, изразени чрез уравнения (7) и (8) показват, че добивът на метанол ще намалява за сметка на формирането на CO с увеличаване на реакционната температура, тъй като образуването му е екзотермично, а RWGS реакцията - ендотермична. Поради химичната инертност и ниската реактивност на CO_2 обаче за производството на метанол е необходима повишена реакционна температура (над 240 °C), за да е възможно той да се активира. Повишаването на реакционната температура благоприятства образуването и на други странични продукти, като алкохоли или въглеводороди, като се намалява селективността на процеса за производство на метанол.

В този случай, правилният избор на високоефективен катализатор може да увеличи значително производството на метанол и същевременно да елиминира образуването на нежелани странични продукти. Катализаторите, прилагани в хидрогенирането на CO_2, най-често са модификации на катализаторите, използвани при хидрогенирането на CO.

Активността на катализаторите, както в общия случай, така и при превръщането на CO_2 в метанол, зависи от редица фактори [22,23]: (1) количество и разпределение на активните центрове на катализатора; (2) равномерността в размера на каталитичните частици; (3) равномерното разпределение на катализатора върху носителя; (4) вид на каталитичната система; (5) специфичната повърхност на каталитичните носители; (6) време на живот на катализаторите и деактивацията им. Една от най-изследваните каталитични системи за хидрогениране на CO_2 в метанол е $Cu/ZnO\text{-}Al_2O_3$, поради високата активност на Cu, обусловена от окислително-редукционния потенциал на двойката Cu^o/Cu^+ в съчетание с по-ниската цена в сравнение с благородните метали. Al_2O_3 изпълнява функцията на каталитичен носител, поради механичната си здравина и осигурява необходимата за каталитични процес повърхност чрез порьозната си структура [22], а ZnO осигурява стабилността на каталитичната система Cu/ZnO [24]. Отделянето на вода влошава каталитичния процес, поради хидрофилната природа на носителя Al_2O_3 и поради действието й като инхибитор на активните центрове на катализатора [25]. Компанията Lurgi, която е лидер в технологията за синтез на метанол, в сътрудничество със Süd-Chemie, използват за преобразуване на CO_2 и H_2 в метанол катализатор с висока активност, базиран на Cu/ZnO, с търговска марка C79-05-GL [26]. Високо стабилни катализатори за производство на металнол са разработени и от други водещи компании Mitsubishi Gas Chemical, Sinetix и Haldor Toplsøe [26]. Като каталитична система с подобрена функционалност е предложена структурата $Cu\text{-}ZnO/ZrO_2$.

Изследванията показват, че директната конверсия на CO_2 до метанол е технологично по-благоприятен процес и се характеризира с повече предимства пред производството на CH_3OH от синтетичен газ. Процесът е по-малко екзотермичен, което опростява оборудването, по-селективен, CO_2 и H_2 могат да се въвеждат като отделни чисти потоци в регулирани стехиометрични съотношения според вида на катализатора, без да е необходимо оборудване за реформинг [27]. Ценовият анализ показва около 475 EUR за тон метанол, получен в инсталация с два реактора от мембранен тип и последваща дестилационна колона, с

включени всички инвестиционни (за срок на откупуване 10 г.) и експлоатационни разходи [28].

Диметил карбонат (DMC)

DMC се счита за екологично чист химикал с редица предимства като биоразградимост, ниска биоакумулация и ниски токсичност и корозивност [14]. DMC е ценен реагент за производството на органични съединения, поради голямата си активност към нуклеофилни молекули първични амини и феноли) [29]. DMC е класифициран в най-зелената „препоръчителна" категория според класификацията за неполярни разтворители и е потенциален заместител на редица кетони и етери в бои и лепила [30]. DMC се прилага като карбонилационен агент за заместване на опасния газ фосген при синтеза на поликарбонати или изоцианати, или като метилиращ агент вместо диметилсулфат и метилхалиди [31]. Диметил карбонатът (DMC) е междинен продукт при синтеза на полиуретан, лекарства и селскостопански химикали. DMC се прилага като електролит в акумулаторни литиево-йонни батерии, като подобрява ефективността на електрохимичния цикъл. Инсталации за синтез на DMC са въведени в индустриални мащаби от 1980 г. в Германия, Франция, Италия, САЩ, Канада и др.

DMC е едно от оксигенираните горива с нарастващ интерес като алтернатива на дизеловото гориво или като добавка в конвенционалните въглеводородни горива, тъй увеличава октановото им число, поради високото си съдържание на кислород (съдържание на кислород 53.28 wt %) [32].

DMC се синтезира чрез фосгениране, като недостатъците на този процес са използването на силно токсичен и корозивен газ фосген и формирането на големи количества неорганични соли [33]. Понастоящем най-разпространената технология за получаване на DMC е чрез окислително карбонилиране на метанол с O_2, но също се прилагат процеси, включващи междинни продукти като урея, пропилен карбонат и етилен карбонат [30,32]. В контекста на CCU, директният синтез на DMC от CO_2 е обещаващ, поради ползите за околната среда от използването на CO_2 и превръщането му в ценни за практиката продукти. Реакцията между метанол и CO_2 за директно получаване на DMC е изследвана още през 80-те години на миналия век (Hoffman, 1982).

$$2CH_3OH + CO_2 \leftrightarrow (CH_3O)_2CO + H_2O \quad {}_{\Delta}H^0_{298} = -28\ kJ/mol \qquad (9)$$

В Таблица 4 са представени характеристики на метанолови горива, получени от CO_2 в съпоставка с конвенционални горива.

Таблица 4. Характеристики на метанолови горива, получени от CO_2 [14,32]

Характеристика	Горива на базата на рециклиран CO_2		
	Метанол	**DMC**	**DME**
C/H/O (wt. %)	38/12/50	40/7/53	52/13/35
Точка на кипене (°C)	65	90	-25
Плътност (kg/l)	0.79	1.07	0.67
Възпламенима концентрация във въздуха (vol. %)	5.5-36	4.2-13	3.4-17
Октаново число	100	127	35
Цетаново число	5	-	55-60
Горна топлина на изгаряне (GJ/ton)	22.9	19.6	31.7
Долна топлина на изгаряне (GJ/ton)	20.1	13.5	28.9

Диметилов етер (DME)

DME е едно от производните на метанола, които първоначално са получени чрез дестилация на странични продукти от синтеза на метанол под високо налягане [14]. В световен мащаб потреблението на DME е около 6.3 милиона тона годишно. DME е нетоксична и биоразградима екологична смес, с високо цетаново число и физикохимични свойства, подобни на втечнения пропан-бутан (LPG). Диметиловият етер (DME) се счита за едно от обещаващите възобновяеми алтернативни горива, а производството му - като технологичен подход за съхранение на водород [34]. Диметиловият етерсе характеризира с много добро изгаряне и се счита за чисто гориво, тъй като генерира ниски нива на емисии от CO_2 и NO_x в сравнение с LPG и конвенционалното дизелово гориво, както и не отделя прахови частици и SO_x. Поради това, DME се счита за алтернатива на LPG и дизеловото гориво в газовите турбини и горивните клетки [14].

Производството на DME е наличен, добре известен и сравнително

	H2	Конвенционални горива		
		Пропан	Бензин	Дизел
		82/18	88/12	86/14
	-253	-42	30-190	180-630
	$8.9*10^{-5}$	0.50	0.75	0.84
	4-74	0.4-2.1	1.4-7.6	0.6-7.5
	>130	112	90-100	15-25
	-	5	-	40-55
	142.2	50.2	47.0	45.8
	120.2	46.3	44.0	42.8

прост процес, който се състои от две основни реакции: получаване на метанол (уравнения (6), (7)), и дехидриране на метанола (уравнение (10)).

$$2CH_3OH \rightarrow CH_3OCH_3 + H_2O \qquad {}_{\Delta}H^0_{298} = -23 \text{ kJ/mol} \qquad (10)$$

Двата етапа (синтез на метанол и метанолна дехидратация) могат да бъдат комбинирани в един процес, който се нарича директен синтез на DME. Директния синтез на DME се изразява чрез следните реакции:

$$3CO + 3H_2 \rightarrow CH_3OCH_3 + CO_2 \qquad (11)$$

$$2CO + 4H_2 \rightarrow CH_3OCH_3 + H_2O \qquad (12)$$

Получаване на водород за метанизацията на CO_2 и производството на метанол

За да се осигури утилизацията на CO_2 чрез производството на синтетичен газ или метанол е необходимо да се осигури и H_2 за протичане

на химичните реакции. Разработването на технологично решение за осигуряване на промишлени количества водород е едно от основните предизвикателства пред изграждането на комерсиална CCU система. Към настоящия момент най-широко приложение за добиване на синтетичен H_2 са намерили технологиите, основаващи се на реформинга на природен газ с пара, които осигуряват 96 % от световното му производство [14]. За понижаване на параметрите на парата, необходима за протичане на реакцията, се използват катализатори, най-често изработени от Ni. Работните параметри на инсталациите за газов реформинг са в температурен обхват от 500-900 °C и налягане от 0.3-2.5 MPa. Взаимодействието между метана и водната пара протича по две реакции, като в крайния продукт освен синтетичен H_2 има CO или CO_2, като делът на CO_2 намалява при повишаване на съотношението H/C. Ефективността на газовия реформинг е 70-85 %, а реакциите на получаване се описват от уравнения (13) и (14):

$$CH_4 + H_2O(п) \rightarrow CO + 3H_2 \quad (13)$$

$$CH_4 + 2H_2O(п) \rightarrow CO_2 + 4H_2 \quad (14)$$

Други процеси за получаване на синтетичен водород от въглеводородни горива, намерили приложения, са частичното им окисление и автотермичния реформинг , които се съпровождат с получаването на значителен дял на CO. Частичното окисление, по своята същност, представлява непълно изгаряне на въглеводорното гориво, при което се получават CO и H_2 при протичане на екзотермична реакция (у-ние 15):

$$CH_4 + O_2 \rightarrow CO + 2H_2 \quad (15)$$

Основно предимство на частичното окисление е получаването на топлинен поток, който може да намери енергийно приложение в производствения цикъл. Тази особеност на технологията, заедно с липсата на необходимост от воден или парен поток, обуславят по-ниските експлоатационни разходи спрямо тези при газовия реформинг. Недостатък е необходимостта от вторичен технологичен цикъл за сепарирането на чист H_2 поток.

Друг подход за получаване на синтетичен водород, разработен още през 70-те години на миналия век, е термохимичното разделяне на водата и производство на водород [35]. Термохимичното разделяне на водната молекула се характеризира с по-ниска ефективност спрямо газовия реформинг, която достига до 50 %. Теоретичната температура, при която протича дисоциацията на водата е над 2500 °C, поради което в тези термохимични цикли се използват химични реагенти за понижаване на

реакционната температура. Освен по-ниската ефективност на процеса на получаване на H_2, термолизата притежава редица недостатъци, които я определят като неконкурентна технология за промишлени приложения, включващи: ниски скорости на конверсия, трудно разделяне на газовете, корозия на конструкционните материали, високи енергийни загуби от топлообмен и т.н.

Един от предлаганите подходи за подобряване на процесите на термолиза на водата е осигуряването на необходимата температура за дисоциация на H_2O молекулата чрез оползотворяване на слънчева енергия. Този подход е обещаващ за промишлено приложение, тъй като осигурява едновременно повишаване на технико-икономическите показатели на процеса и понижаване на вторичното негативно влияние върху околната среда. Получаването на H_2 чрез директна фотоконверсия се описва от у-ние 16:

$$2H_2O + \text{светлина} \rightarrow 2H_2 + O_2 \quad (16)$$

Получаването на синтетичен H_2 за целите на енергийното оползотворяване на CO_2 може да се осигури и чрез комерсиализираната още от 1890 г. електролиза на водата, която се основава най-общо на пропускането на постоянен ток през два електрода, потопени във воден разтвор, което води до разкъсване на химическите връзки във водната молекула и разделянето й на водород и кислород. Към настоящия момент 4 % от световното производство на синтетичен H_2 е осигурено от инсталации за електролиза на вода.

Елекролизното получаване на H_2 се изразява чрез следната последователност от процеси [36]:

Катодни реакции:

$$2H_2O + 2\,e^- \rightarrow H_2 + 2OH^- \; (2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2) \quad (17)$$

$$H_2O + e^- \rightarrow H_{ads} + OH^- \; (H^+ + e^- \rightarrow H_{ads}) \quad (18)$$

$$2H_{ads} \rightarrow H_2 \quad (19)$$

$$H_{ads} + H_2O + e^- \rightarrow H_2 + OH^- \; (H^+ + H_{ads} + e^- \rightarrow H_2) \quad (20)$$

H_{ads} е водороден атом, образуван от протонното разтоварване на H^+ и се адсорбира върху повърхността на катода.

Анодна реакция:

$$4OH^- \rightarrow O_{2\,+\,2H2}O + 4e^- \quad (21)$$

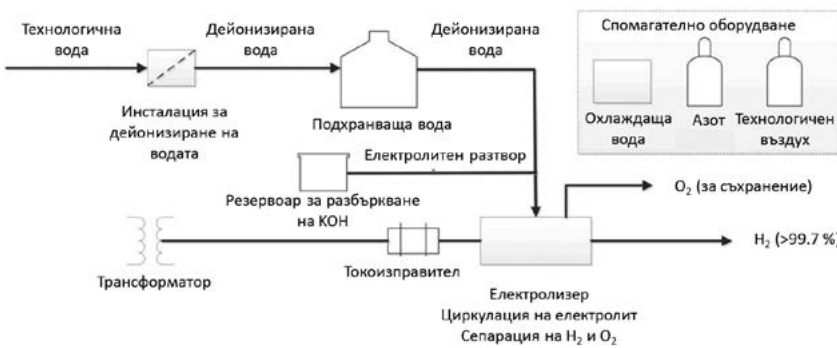
Сумарна реакция:

$$2\,H_{2O \rightarrow 2H2(г)\,+\,O2(г)} \quad \Delta H=+571.7\,\text{kJ}. \quad (22)$$

Таблица 5. Производство на водород чрез термолиза на водата [14]

Тип	Реагенти	Етапи	махТемп. °C	η, %
Сярно-йоден цикъл	I_2; SO_2	3	800	40–50
Сярно-амонячен цикъл	SO_2; NH_3	5	850	26-50
Kapra Mark–10	I_2; SO_2; NH_3; Na_2SO_4	5	870	-
Ca–Br цикъл	$CaBr_2$	3	770	40-50
UT-3 цикъл	$CaBr_2$; Fe_3O_4	4	730	40-50
Fe-Cl цикъл	$FeCl_2$; Cl	4	925	49
Cu-Cl цикъл	$CuCl_2$; Cu		525	27
Cu–SO4 цикъл	CuO; SO_2	4	825	25

Основните предимства на тази техника се заключават в простота на процесите и лесното разделяне на продуктите на реакцията. По време на електролизата не се генерират парникови газове и се произвеждат водород и кислород, които по-нататък могат да бъдат прилагани за индустриални цели. За производството на 1 t водород се консумират около 9 t вода и 50 MWh електроенергия, което е съпроводено и с получаването на 8 t кислород [37]. Енергийната ефективност, дефинирана като отношение на химичната енергия, добита от доставената електрическа енергия, към вложената за нуждите на процеса електроенергия, при практическа реализация достига 50-70 %. За пълномащабни инсталации, производството на водород се извършва чрез алкална електролиза (alkaline water electrolysis, AEL), като дебитът на инсталациите достига до 1000 m^3/h (Фигура 4).Технологиите на електролиза



Фигура 4. Технологична схема на процеса на промишлена алкална електролиза

най-общо могат да се класифицират на два типа: нискотемпературна електролиза, която протича при температури от 70 °C до 100 °C и високотемпературна електролиза, протичаща при 500 - 950°C.

Един от най-икономичните начини за генериране на газообразен водород за промишлени цели на площадката на дадено предприятие е т.нар. крекинг на амоняк [38]. Процесът се основава на дисоциацията на амонячната молекула, която протича по следния начин:

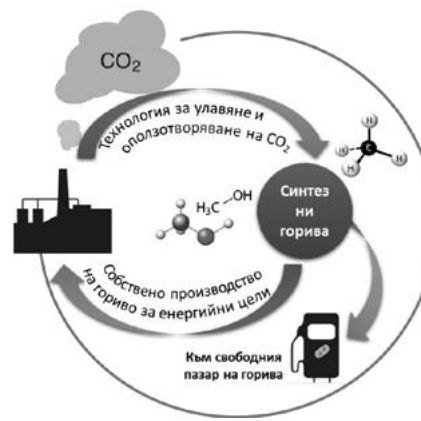
$$2\ NH_3 \rightarrow 3\ H_2 + N_2 \qquad (23)$$

Крекинг процесът се извършва при температура около 850 °C, която се поддържа от външен енергиен източник. Процесът протича във високотемпературен реактор, запълнен с никелов катализатор, върху който се осъществява дисоциацията и амонякът се разделя елементно на 75 % H_2 и 25 % N_2 при точка на оросяване от -30 °C. Тъй като N_2 е инертен газ, тази смес се третира като чист газообразен водород. За намаляване на остатъчното съдържание на амоняк и получаване на много сух газ, на изхода от крекинг реактора се поставя молекулно сито.

През последните години интензивно се работи върху подобряване на енергийните характеристики на системите за крекинг на амоняк, като са получени обещаващи резултати с потенциално промишлено приложение с помощта на нови окислителни каталитични системи. Концепцията се основава на първична адсорбция върху Al_2O_3 носител, която по своята природа е екзотермична реакция и генерира достатъчно количество топлина за вторичната реакция на окислително разлагане. Крайните продукти на реакцията са инертен N_2, водни пари и чист H_2.

Заключение

Въвеждането на технология за улавяне и оползотворяване на CO_2, получен от изгаряне на органични горива в ТЕЦ, би осигурило възможност за едновременно удовлетворяване на изискванията за намаляване на парникови газове и за рециклиране на антропогенни и техногенни отпадъци (Фигура 5). Производството на синтетични горива ще доведе до осигуряване на независима собствена горивна



Фигура 5. Улавяне и оползотворяване на CO_2, получен от изгаряне на органични горива

база (при производството на метан) или до изграждане на нов промишлен отрасъл на територията на ТЕЦ, който да генерира търговски продукт с висока стойност (при производство на метанол). Ключов момент при избор на система за енергийно оползотворяване на генерирания CO_2 от конвенционален горивен процес е оптималният подбор на спомагателна инсталация за производство на водород. При оценяване на технологиите за конкретното предприятие е необходимо да се отчетат следните фактори:

- сложност на внедряване на площадката;
- възможност за производство на H_2 с минимални емисии CO_2;
- достъпност на изходната суровина за производство на водород (цена, независим източник, гарантирани количества);
- енергийна ефективност на инсталацията;
- необходимост от осигуряване на съответните лицензи за съхранение и производство на химичени агенти.

Литература:

[1] Irlam L., Global cost of carbon capture and storage, Reports of Global CCS Institue, 2017.

[2] Mennicken L.,Janz A., Roth S., The German R&D Program for CO_2 Utilization—Innovations for a Green Economy, Environmental Science and Pollution Research, vol. 23, p. 11386–1392, 2016.

[3] IEA Statistics, CO_2 emissions from fuel combustion: Overview, 2018.

[4] Schaaf T., Grunig J., Schuster M.R., Rothenfluh T., Orth A., Methanation of CO_2 - storage of renewable energy in a gas distribution system, Sustainability and Society, DOI 10.1186/s13705-014-0029-1

[5] Wulf C., Linssen J., Zapp P., Chapter 9 - Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects in Hydrogen Supply Chains: Design, Deployment and Operation, p. 309-345, 2018

[6] Barbarossa V., Capriccioli A., Sardella B., Tosti S., Carbon dioxide utilization for methane production by renewable energy sources, In: Sustainable Fossil Fuels For Future Energy, Roma (2009).

[7] Frontera P., Macario A., Ferraro M., Antonucci P.L. Supported Catalysts for CO_2 Methanation: A Review, Catalysts, 7, 59, 2017. Doi:10.3390/catal7020059.

[8] Younas M., Kong L.L., Bashir M., Nadeem H., Shehzad A., Sethupathi S., Recent Advancements, Fundamental Challenges, and Opportunities in Catalytic Methanation of CO_2, Energy Fuels 30 (11), p. 8815–8831, 2016.

[9] Goodman D. J., Methanation of Carbon Dioxide, UCLA Electronic Theses

and Dissertations, 2013 https://escholarship.org/uc/item/3nd6n502.
[10] Guo X., Traitangwong A., Hu M., Zuo C., Meeyoo V., Peng Z., Li C., Carbon Dioxide Methanation over Nickel-Based Catalysts Supported on Various Mesoporous Material, Energy and Fuels 32 (3), p. 3681-3689, 2018
[11] Hucul D., Brenner A., High Methane Formation During the Temperature-Programmed Decomposition in Flowing Hydrogen of Supported Mononuclear and Polynuclear Carbonyl Complexes, J. Am. Chem. Soc. 103 (1), p. 217–219, 1981.
[12] Held M., Schollenberger D., Saurschell S., Bajor S., Kolb T., Power-to-Gas: CO2 Methatation Concepts for SNG Production at the Engler-Bunte-Institut, Chem. Ing. Tech. 92 (5) pp. 595–602, 2020. DOI: 10.1002/cite.201900181.
[13] Baier J., Schneider G., Heel A., A Cost Estimation for CO_2 Reduction and Reuse by Methanation from Cement Industry Sources in Switzerland,Front. Energy Res. 6 (5), 2018, Doi: 10.3389/fenrg.2018.00005.
[14] Huang C.-H., Tan C.-S. A Review: CO_2 Utilization, Aerosol and Air Quality Research, 14, pp. 480–499, 2014.
[15] Day W., Methanol fuel in commercial operation on land and sea, J. of Gas Turbine World 21, 2016
[16] Steinberg M., CO_2 Mitigation and Fuel Production, Symposium on CO_2 Conversion and Utilization in Refinery and Chemical Processing. ACS Meeting, San Francisco, CA: 74, 2000
[17] Steinberg M., Dang V.D., Production of Synthetic Methanol from Air and Water Using Controlled Thermonuclear Reactor Power—I. Technology and Energy Requirement, Energy Convers. 17, p. 97–112, 1977
[18] Steinberg M., The Carnol Process System for CO2 Mitigation and Methanol Production. Energy 22, p. 143–149, 1997
[19] Joo, O.S., Jung, K.D. and Jung, Y., CAMERE Process for Methanol Synthesis from CO_2, Hydrogenation. Stud. Surf. Sci. Catal 153, p. 67–72, 2004
[20] Olah G.A., Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy, Angew. Chem. Int. Ed. 44: 2636–2639, 2005
[21] Aresta M., Dibenedetto A., Utilisation of CO_2 as a Chemical Feedstock: Opportunities and Challenges, Dalton Trans, p. 2975–2992, 2007
[22] Razali N.A.M., Lee K.T., Bhatia S., Mohamed A.R., Heterogeneous Catalysts for Production of Chemicals Using Carbon Dioxide as Raw Material: A Review. Renewable Sustainable Energy Rev. 16: 4951–4964, 2012
[23] Bonura G., Arena F., Mezzatesta G., Cannilla C., Spadaro L., Frusteri F, Role of the Ceria Promoter and Carrier on the Functionality of Cu-based Catalysts in the CO_2-to-methanol Hydrogenation Reaction, Catal. Today

171, p. 251–256, 2011.
[24] Behrens M., Lolli G., Muratova N., Kasatkin I., Hävecker M., d'Alnoncourt R.N., Storcheva O., Köhler K., Muhler M., Schlögl R., The Effect of Aldoping on ZnO Nanoparticles Applied as Catalyst Support, Phys. Chem. Chem. Phys. 15, p. 1374–1381, 2013.
[25] Wang F., Liu Y., Gan Y., Ding W., Fang W., Yang, Y., Study on the modification of Cu-based Catalysts with Cupric Silicate for Methanol Synthesis from Synthesis Gas, Fuel Process. Technol. 110, p. 190–196, 2013.
[26] Al-Saydeh S.A., Zaidi S.J, (August 16th). Carbon Dioxide Conversion to Methanol: Opportunities and Fundamental Challenges, Carbon Dioxide Chemistry, Capture and Oil Recovery, Karamé I., Shaya J., Srour H. (Eds.), IntechOpen, 2018. DOI: 10.5772/intechopen.74779.
[27] Marlin D.S., Sarron E., Sigurbjörnsson Ó., Process Advantages of Direct CO_2 to Methanol Synthesis, Frontiers in Chemistry, 2019. doi: 10.3389/fchem.2018.00446.
[28] Borisut P., Nuchitprasittichai A., Methanol Production via CO_2 Hydrogenation: Sensitivity Analysis and Simulation—Based Optimization, Frontiers in Energy Research, 2019. doi: 10.3389/fenrg.2019.00081
[29] Keller N., Rebmann G., Keller V., Catalysts, Mechanisms and Industrial Processes for the Dimethylcarbonate Synthesis, J. Mol. Catal. A: Chem. 317, p. 1–18, 2010
[30] Pyo S.-H., Park Ji-H., Chang T.-S. Hatti-Kaul R. Dimethyl Carbonate as a Green Chemical, Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry, 5, pp. 61-66, 2017
[31] Cao Y., Cheng H., Ma L., Liu F., Liu, Z., Research Progress in the Direct Synthesis of Dimethyl Carbonate from CO_2 and Methanol, Catal. Surv. Asia 16, p. 138–147, 2012
[32] Abdalla A.O.G., Liu D. Dimethyl Carbonate as a Promising Oxygenated Fuelfor Combustion: A Review, Energies, 11, 1552; 2018, Doi:10.3390/en11061552
[33] Shi F., Deng Y., Sima T., Peng J., Gu Y., Qiao B., Synthesis of symmetric urea derivatives with carbon dioxide in ionic liquids, Angew. Chem., 2003, 115, 3379-3382, doi:10.1002/ange.200351098.
[34] I. Dincer, Y. Bicer,Enhanced dimensions of integrated energy systems for environment and sustainability (Chapter 7), In: Integrated Energy Systems for Multigeneration, pp. 403-440, 2020. Doi.org/10.1016/B978-0-12-809943-8.00007-8
[35] Bičáková O., Straka P., Production of Hydrogen from Renewable Resources and Its Effectiveness. Int. J. Hydrogen Energy 37, p. 11563–11578, 2012

[36] Hashimoto K, Kumagai N., Izumiya K., Takano H., Kato Z., The production of renewable energy in the form of methane using electrolytic hydrogen generation Energy, Sustainability and Society 2014, 4:17 [25] Abbasi T., Abbasi S.A., 'Renewable' Hydrogen: Prospects and Challenges. Renewable Sustainable Energy Rev. 15, p. 3034–3040, 2011.
[37] Armaroli N., Balzani V., The Hydrogen Issue, ChemSusChem 4, p. 21–36, 2011
[38] Kordesch K., Hacker V., Fankhauser R., Faleschnin G., US Patent US6936363B2, 2001

*Изследването е в рамките на научно-изследователски проект финансиран от Научно-изследователски сектор при Технически университет-София чрез договор № 201*ПР0020-*10.*

Автори:
Гл. ас. д-р инж. Деница Маринова Згурева, Технически Университет – София, Колеж по енергетика и електроника, тел. 02/965 2297, dzgureva@tu-sofia.bg
Доц. д-р инж. Силвия Василева Бойчева, Технически Университет – София, катедра Топлоенергетика и ядрена енергетика, тел. 02/965 2537, sboycheva@tu-sofia.bg

СВЕТОВНИ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИЕТО И ИЗПОЛЗВАНЕТО НА ВЪГЛИЩНИ ТЕХНОЛОГИИ В КОНТЕКСТА НА БОРБАТА СРЕЩУ КЛИМАТИЧНИТЕ ПРОМЕНИ.

инж. Николай Георгиев – „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

GLOBAL TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF COAL TECHNOLOGIES IN THE CONTEXT OF THE FIGHT AGAINST CLIMATE CHANGE.

eng. Nikolay Georgiev – TPP „MARITSA EAST 2” EAD

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. The current report will look at some of the world practices in the development of coal technologies aiming to deal with this issue. The advances in and the introduction of innovative technological solutions for coal usage is a meaningful action of critical value. While being an important and affordable energy source, coal can be a critical resource for several other industries.

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 някои световни практики в развитието на въглищните технологии, целящи да се справят с този проблем

Развитието и внедряването на иновативни технологични решения за използването на въглища, е важно и изпълнено със смисъл действие. Освен като важен и достъпен енергоносител, въглищата могат да бъдат и ценен ресурс за редица други индустрии.

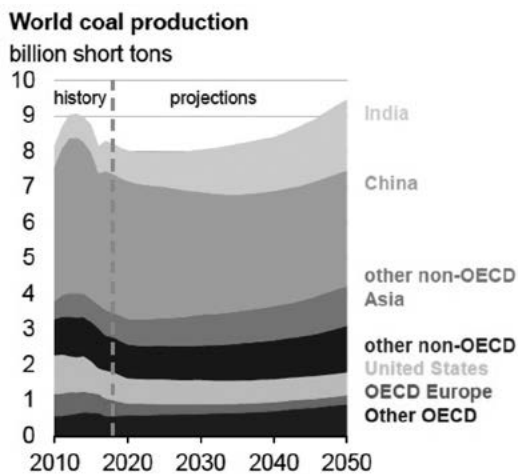
Положението в света

Изкопаемите горива са важна част от живота на хората, още от времето на индустриалната революция. Същевременно отдавна е установено, че изкопаемите горива са най-големият източник на въглероден диоксид - парников газ, който допринася за изменението на климата. Отделно замърсяват атмосферния въздух с азотни, серни окиси и фини прахови частици, като въглищата са водещ замърсител.

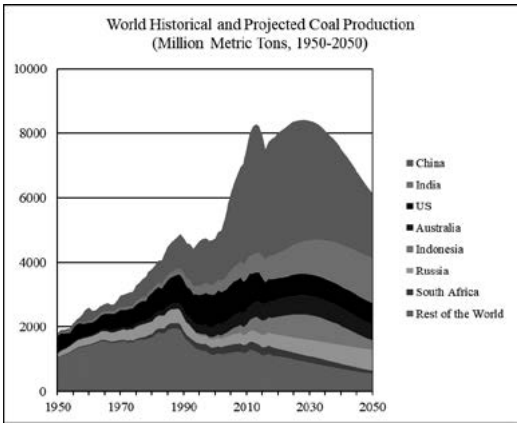
По данни на международната агенция по енергетика, към настоящия момент, въглищата осигуряват 41% от световното производство на електроенергия. Освен това, те са основна суровина за производството на 70% от стоманата и 90% от цимента в световен мащаб.

Докато Европа се стреми да преустанови употребата на въглища за енергийни нужди, азиатският и тихоокеанският региони се явяват на-големите производители и потребители на въглища, като тази тенденция ще се запази и за в бъдеще, както може да се види на представените по-долу графики. На фигура 1 са представени данните от министерството на енергетиката на САЩ, а на фигура две, тези на департамента по икономика на университета в Юта САЩ.

Както е видно, Китай се откроява като най-големият потребител в световен мащаб. Но развиващите се икономики на Индия и Индонезия ще играят съществена роля на пазара на въглища през следващите години.



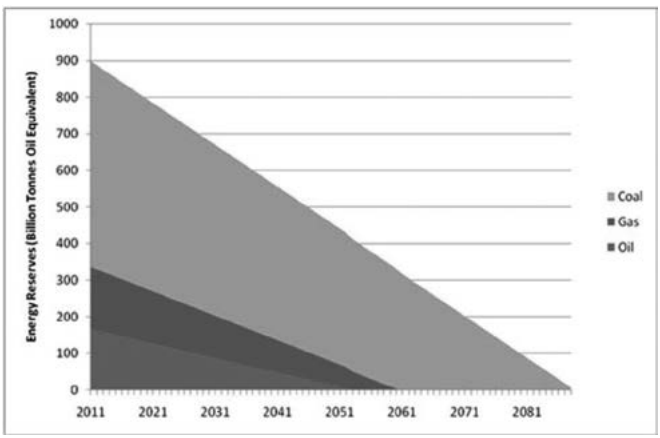
Фигура 1.



Фигура 2.

На следващите редове ще разгледаме някой водещи тенденции и практики в развитието и внедряването на чисти въглищни технологии за по-ефективно и по-чисто използване на въглищата. Тъй като те представляват огромен ресурс който не бива да се зачерква с лека ръка само поради негативния ефект, който оказват върху климата и здравето на хората. А би следвало да се търсят технологични и организационни мерки за оползотворяването му по екологичен способ.

По данни на международната агенция по енергетика, световните запаси от въглища превъзхождат тези на петрол и природен газ, показани на фигура 3.

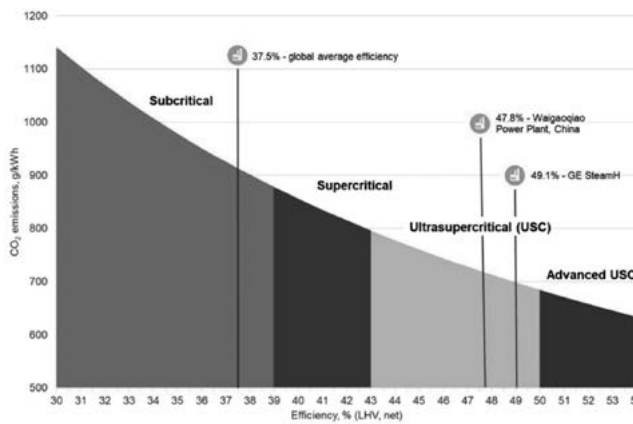


Фигура 3.

Използване на въглища за енергийни нужди

Основните направления по-които се правят проучвания и разработки на въглищни технологии за енергийни нужди, са повишаване на ефективността на централите, паралелно с намаляване на емисиите, съвместно изгаряне на биомаса и газификация на въглищата.

В конвенционалните енергийни инсталации с прахово вдухване на горивото и до критични параметри, ефективността е от порядъка на около 35% средно. Известно е, че с повишаване на параметрите на парата на входа на турбината, ще се повиши и ефективността на инсталацията, а от там ще намали отделяния въглероден диоксид при горенето в следствие по-малко използвано горива за едно и също количество енергия. Ефективността на централи на свръх критични параметри е в порядъка 42 до 43%. Най-съвременните централи на ултра свръх критични параметри работят с температура около 620 °C и налягане между 25 и 29 MPa на прегрята пара. Ефективността на тези инсталации може да достигне 45% и редуциране на въглеродните емисии средно до 740 gCO_2/kWh. Електроцентралата RDK8 в Карлсруе Германия с инсталирана мощност 919 MW постигна ефективност от 47.5%. ТЕЦ Уайгаоцяо в Шанхай Китай с инсталирана мощност 5 GW, е постигнал ефективност 47.8%. В процес на разработка са технологии за напреднали ултра свръх критични параметри (Advance USC), като целта е да се постигне ефективност над 50% и намаляване на въглеродните емисии до около 670 gCO_2/kWh. Но това зависи от разработването на нови материали, които да могат да работят в условията на температура от 700 - 760 °C и налягане 30 – 35 MPa. На фигура 4 е показана зависимост между



Фигура 4.

намаляването на въглеродните емисии и повишаването на ефективността на енергийните инсталации, по данни на международната агенция по енергетика.

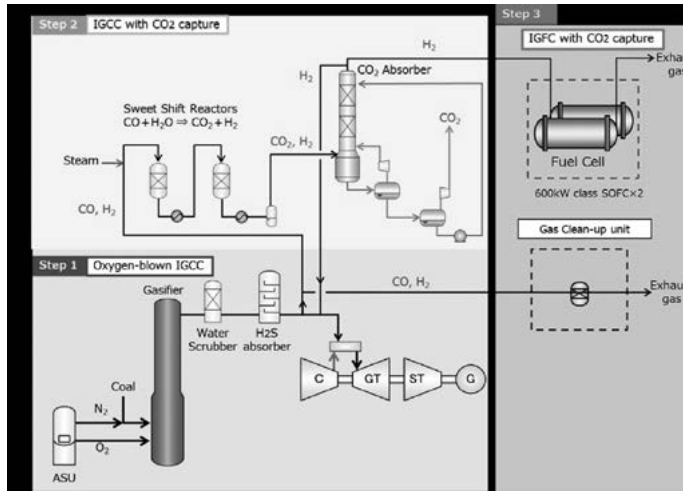
Газификацията на въглища е позната технология при която, в газификатори заедно с въглищата се подават пара и въздух, въздух обогатен с кислород или чист кислород с висока температура и налягане. Изходния продукт е синтетичен газ (сингаз), съставен основно от CO, H_2, метан, CO_2, и вода. След пречистване този газ може да се използва за производство на електроенергия в газови турбини, като суровина за химическата промишленост, за производство на течни горива или водород. При този процес се отделя голямо количество топлина, която се използва са производството на пара за парни турбини. Такива инсталации има изградени в Китай, Европа, САЩ, Южна Африка, Япония и са запланувани в Австралия и Индия. Газификаторите са разработени да използват различни въглища, включително лигнитни и кафяви въглища.

Проект на стойност 500 милиона австралийски долара, воден от японската компания Kawasaki Heavy Industries, предвижда изграждането на инсталация за газификация на въглища близо до Тарарагон Австралия, за производство на H_2 който в последствие ще се втечнява и транспортира до Япония. Пилотния проект предвижда през първата година, от 160 t кафяви въглища, да се добият 3 t водород с коефициент на преобразуване на енергията от около 27%. Изграждането на пилотната инсталация е субсидирано от Японското и Австралийското правителство със 100 милиона австралийски долара, като строителството вече е започнало. Комерсиализацията на проекта е насрочена за 2030 година, в зависимост от успеха на пилотната инсталация и търсенето на H_2.

Друг интересен и перспективен проект от Япония е Osaki CoolGen на OSAKI CoolGen Corporation представляващ интегрирана газификация на въглища с чист кислород и горивни клетки. Проекта е субсидиран от Японското правителство и е предвиден в три етапа.

На фигура 5 е показан принципна схема на проекта.

През първия етап е изградена 166 MW инсталация за комбинирано производство на електроенергия с парна и газова турбина, и газификация на въглищата с чист кислород (така наречения IGCC). След завършването на етапа, са проведени изпитания и резултатите показват следното. За 6938 работни часа е постигната ефективност от 40.8% Използвани са четири вида въглища, а постигнатите нива на емисии са съответно: SO_x <8 ppm, NO_x<5 ppm, и твърди частици < 3 mg/m^{3}N приравнен към 16% O_2. Изградена е инсталацията за улавяне на CO_2 , което представлява втори-



Фигура 5.

ят етап на проекта. Целта тук е да се постигне улавяне на повече от 90% от CO_2 с чистота над 99% и запазване на ефективността на централата над 40%. Текущите изпитания за доказване на заложените цели все още не са направени, а изграждането на третият етап, а именно добавянето на горивни клетки тепърва предстои.

Алтернативно и познато приложение освен газификацията, е производството на течни горива от въглища (COAL LIQUEFACTION). Към момента са на лице два метода за добив на течни горива от въглища, индиректен и директен:

• При индиректния метод, въглищата първо се газифицират и от синтезът посредством каталитичното преобразуване на Фишер-Тропш се получават горива. Чрез процесът на Фишер-Тропш се произвеждат главно дизел, бензин и смазочни масла.

• При директния метод, молекулната структура на въглищата се разрушава с помощта на разтворители и катализатори при висока температура и налягане.

Най-голямата инсталация за производство на горива от въглища е NINGDONG ENERGY AND CHEMICAL INDUSTRY BASE в Китай. На годишна база централата преобразува посредством индиректно втечняване 20 Mt въглища в 4 Mt нефтоподукти, от които 2.7 Mt дизел, 980 000 t бензин и 340 000 t втечнен газ. Вторичните продукти включват 200 000 t сяра, 75 000 t смесен алкохол и 145 000 t амониев сулфат.

Улавяне и съхранение на CO_2

Света иска да е екологичен и чист. Доказа го с подписването на „Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата“ от 197 държави през 1992г. Последва „Протокола от Киото“ през 1997г, който допълва конвенцията. 189 държави са ратифицирали „Парижкото споразумение“ от 2015г, а за Европа важи и „Европейският зелен пакт“ от декември 2019г. Всички тези споразумения целят по-чиста индустрия за по-чист и здравословен живот чрез справедлив преход и трансформация в една по-чиста и устойчива икономика. Предизвикателствата, които е необходимо да се преодолея са големи и трудно решими. Още повече, че това налага в даден момент да се откажем от един огромен, ценен и достъпен ресурс, какъвто са въглищата. В световен мащаб бъдещото използване на въглища за енергийни и неенергийни нужди е немислимо без разработването и внедряването в достатъчно големи мащаби на технологии за улавяне, утилизация и дългосрочно съхранение на CO_2.

Към настоящия момент, най-съвременните технологии за улавяне на CO_2, са в три направления. Улавяне след изгаряне, улавяне преди изгаряне и изгаряне с кислород или обогатен на кислород въздух.

Улавянето на CO_2 след изгаряне „post-combustion” се осъществява с използването на разтворители на амини. Две тестови централи използващи такива разтворители са в експлоатация. 120 MW електроцентрала Boundary Dam в Канада и инсталацията за улавяне на CO_2 Petra Nowa в 240 MW електроцентрала WA Parish в САЩ. Два разтворителя, които се ползват в подобни инсталации носят търговските наименования „Selexol” и „Rectisol”.

Технологиите за улавяне на CO_2 преди изгарянето „pre-combustion”, намират приложение основно в централи с комбинирано производство и интегрирана газификация на въглищата или „IGCC”. Тук продукта от газификацията – сингаз, се третира в специални реактори с пара за да се преобразува CO в CO_2 и водорода, заедно с другите компоненти на газа се сепарират по лесно и с по-нисък разход на енергия спрямо post-combustion технологиите. Тук преимущество имат твърдите сорбенти за улавяне на CO_2. Те са с по-голям капацитет за улавяне на CO_2 и е необходима по-малко енергия за регенерация в сравнение с разтворителите за post-combustion технологията.

Кислородното изгаряне е с голям потенциал. Тук основната съставка на димните газове е CO_2, което улеснява улавянето му. Тази технология може да се приложи на всякъде, както в нови, така и в съществуващи инсталации не само в енергетиката, но и в производството на цимент,

стомана и петролните рафинерии. Технологията е успешно приложена в няколко тестови електроцентрали в Германия, Испания, Китай и Австралия. Въпреки това и тук има редица трудности за преодоляване, свързани главно с производството на кислород.

Най-лесният начин за третиране на вече уловеният CO_2 е депонирането му под земята в подходящи геоложки структури. По света в момента работят 17 инсталации за подземно съхранение на въглероден диоксид, като депонират общо по-малко от 1 милион тона на година. Подходящи подземни хранилища, които се изследват са пясъчници, базалтови образувания, дълбоки изчерпани въглищни рудници, дълбоководни седименти, както и изчерпани или почти изчерпани петролни и газови находища.

Неенергийна употреба на въглища

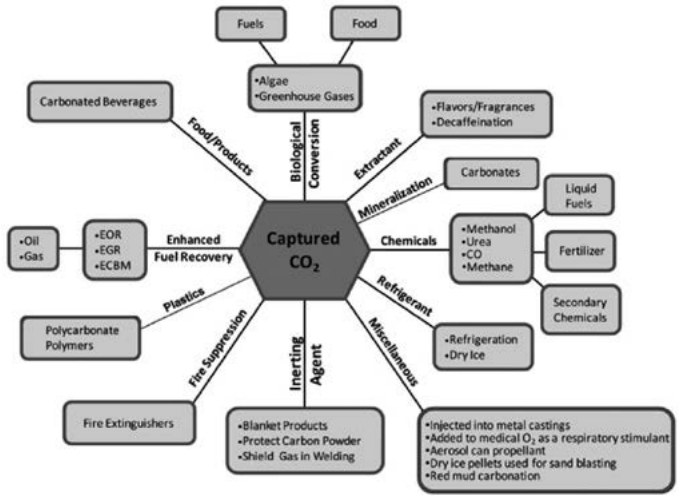
Алтернатива на дългосрочното съхранени е утилиацията на CO_2, или използването му като суровина. Въглеродния диоксид се използва от десетилетия в хранително-вкусовата промишленост за газиране на напитки, за увеличаване добива на петрол чрез инжектирането му в конкретен сондаж, в пречистването на води, за производство на пожарогасители. Разработват се голямо разнообразие от технологии за превръщането на CO_2 в горива, химикали, полимери, смазочни вещества и суровини. Перспективни изследвания се провеждат за използването на CO_2 като суровина за производство на наночастици, графен, въглеродни нанотръби, както и в производството на строителни материали.

Директно въглеродния диоксид може да се използва като работен флуид за пренос на топлина, както и при цикъл на Алам „Allam cycle" за производство на електроенергия.

На фигура 6 са показани съществуващите и потенциалните приложения на CO_2 като суровина.

Заключение

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. В същото време, хората се нуждаят от достъпна и чиста енергия. Сигурното снабдяване с електроенергия се приема за даденост в развитите страни. В същото време по света близо един милиард души не се радват



Фигура 6.

на надеждно електричество. Намаляването на цената и подобряването на ефективността на производството на електроенергия, включително от въглища, би подобрило тази ситуация. Въпреки че Европа намалява употребата на въглища, те остават най-разпространеният конвенционален енергиен източник. Това важи с пълна сила и за развиващите се страни като Индия и Индонезия например. Много усилия са нужни за изследвания на нови начини за употреба на европейските въглищни ресурси, като алтернатива на вносните петрол, газ, редки елементи, химически продукти и суровини. Въглищата имат място в живота на хората и ще продължават да са важна компонента в индустрията. Съществуват подходящи технологии, а и много перспективни такива са в процес на разработка, с които да съумеем да изградим една по-хармонична и екологична икономика чрез която да живеем в един по-хармоничен и природосъобразен свят, сега и за в бъдеще.

Литература

[1] Anne Carpenter and Debo Adams, GLOBAL REVIEW OF STATE-OF-THE-ART COAL-RELATED RESEARCH AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT, IEA CLEAN COAL CENTER, AUGUST 2019;
[2] DR IAN REID, NON-ENERGY USES OF COAL, IEA CLEAN COAL CENTER, NOVEMBER 2018, ISBN 978–92–9029–614–0;

[3] https://www.iea.org/ ;
[4] https://www.iea-coal.org/ ;
[5] Innovation for Coal Earth Forum:
https://www.icef-forum.org/platform/thematic_discussion_detail.php?article__id=133 ;
[6] https://www.osaki-coolgen.jp/en/ ;
[7] https://hydrogenenergysupplychain.com/ ;
[8] https://www.unenvironment.org/
[9] https://www.eia.gov/ ;
[10] Group of Chief Scientific Advisors, Scientific Opinion 4/2018, Novel carbon capture and utilisation technologies, Brussels, 23 May 2018, ISBN 978-92-79-82006-9;
[11] https://ec.europa.eu/info/index_bg ;

Автор:
маг. инж. Николай Начев Георгиев – Производствено-технически отдел в ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

ПРОМЯНА НА ПУСКОВИЯ АЛГОРИТЪМ НА КОТЛИТЕ СЛЕД ЗАМЯНАТА НА МАЗУТА (ЛЕКО КОТЕЛНО ГОРИВО) С ПРИРОДЕН ГАЗ КАТО РАЗПАЛВАЩО ГОРИВО В ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

Никола Байкалов, Бончо Бонев

THE CHANGE OF START UP ALGORITHM ON BOILERS AFTER THE REPLACEMENT OF FUEL OIL WITH NATURAL GAS AS A STARTING FUEL IN TPP “MARITSA EAST 2”EAD

Nikola Baykalov, Boncho Bonev

Abstract: The replacement of fuel oil with natural gas is accompanied by a change in the operational parameters during the start-up of the boilers and a change in the operation of the facilities to the boiler. This report examines the performance of the Electrostatic precipitator (ESP) and the air heater of the Maritza East 2 EAD boilers during start-up operations.
Keywords: steam generator, boiler starting modes, start up algorithm

Въведение

Съобразно световните екологични тенденции в областта на енергетиката, от няколко години в ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД се преминава поетапно от един вид разпалващо гориво – мазут, към по-екологичен вид – природен газ. След постигането на екологичния ефект, от съществено значение при такива модернизации е надеждната работа на котлите и техните съоръжения. В настоящия доклад е обърнато внимание точно на този аспект от извършената модернизация, а именно надеждната работа на въздухоподгревателите (ИВП) и електрофилтрите (ЕФ), при които възникват неблагоприятни условия на експлоатация по време на пусковите режими на котлите.

Описание на съществуващия алгоритъм за пуск на котлите тип ПК-38-4 и ЕП 670/140 в частност на изходящите газове и съоръженията през които преминават

Основно правило за пусковите операции е бавното покачване на температурите на дебелостенните елементи – колектори, барабани, тръбопроводи, арматура и т.н. Препоръчително е това да става с 3°C/мин до максимум 5°C/мин. Поради това и самият пуск се осъществява от различен брой мазутни горелки (МГ), които да осъществят плавния

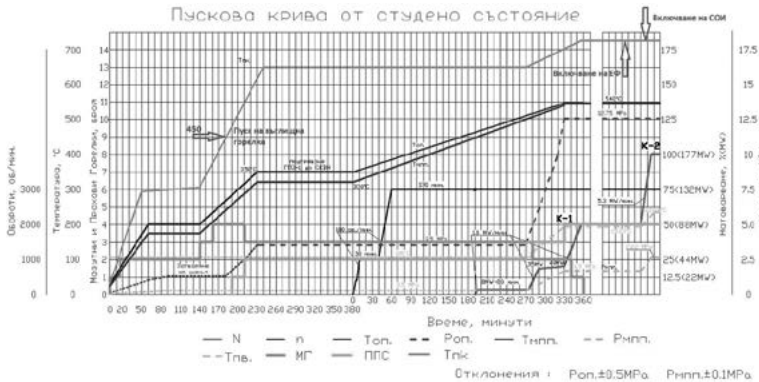
преход. Започва се със запалването на една МГ и постепенно, след достигането и до пълна топлинна мощност изчерпване като топлинен запас се преминава към запалване на следваща. Това се повтаря до достигане на параметри за пускане в работа на въглищни горелки. Подробен анализ на пусковете е направен в предходни доклади [1]. В настоящия доклад е обърнато внимание на изходящите газове по време на пусковите операции. При разпалване на котлите с мазут се отделят мазни сажди в следствие на неговото не много добро изгаряне в първоначалния момент от пуска. Тогава температурите в пещна камера (ПК) са ниски, въздухът за изгаряне също е с ниска температура, което влошава изгарянето на горивото. От своя страна тези мазни сажди влошават работата на ЕФ. Това налага включването на ЕФ да се извършва след спиране на всички МГ [2]. На база направените изследвания към инструкцията за пуск на котлите е въведено включването на ЕФ да бъде 1ч. след спиране на последната МГ.Сероочистващата инсталация (СОИ) се включва след включването на ЕФ. Отделящите се по време на пусковите операции на котлите на разпалващо гориво мазут - пепел, прах и SOx емисии, постъпват директно в атмосферата. Тяхното количество за пуск на котлите от студено състояние е показано в таблица.1.

Таблица.1.

Гориво / Емисии	Мазут		Въглища	
	ПК-38-4	ЕП 670/140	ПК-38-4	ЕП 670/140
E_{SO2}, t	0,9	1,1	40	62
$E_{прах}$, t	-	-	53	70

Пусковите операции са сложни, нестационарни режими на работа на котлите, при които всеки път може да възникне непредвидена ситуация, която да повлияе на времето за пускане в работа на котлите и респективно на разхода на гориво. Затова посочените данни в табл.1. се отнасят за максимален разход на мазут и въглища [2] [3].

За описване на съществуващия алгоритъм за пускане на котлите и реда на включване на неговите съоръжения ще се използват пускови диаграми.На фиг.1. и на фиг.2. са изобразени тези диаграми на двата вида котли. Показана е промяната на основните експлоатационни параметри при пусковите операции. С червени стрелки е отбелязан момента на включването на въглищните горелки, на ЕФ и СОИ.

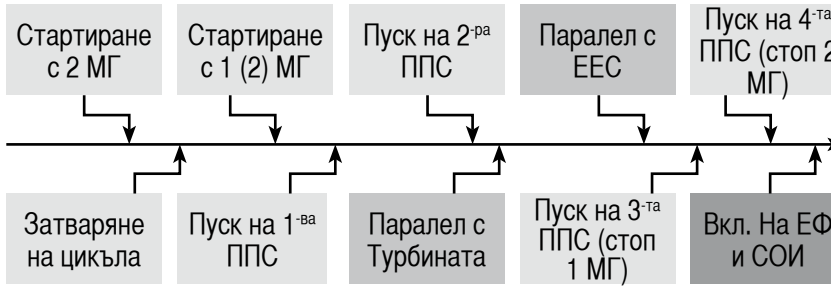


Фигура.1. Пускова диаграма от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на мазут

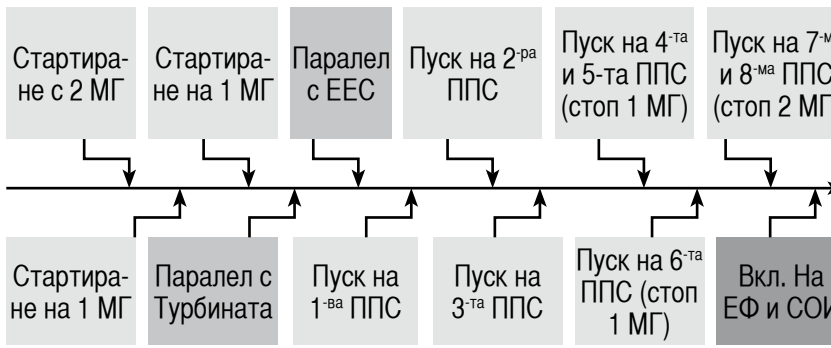
Фигура.2. Пускова диаграма от студено състояние на ЕП 670/140 при разпалване на мазут

Стартирането на праховите горелки се осъществява след достигане на температури на димните газове (ДГ) в ПК над 450°С. При тази температура, постъпващия в ПК въглищен прах се възпламенява и изгаря нормално. За запазване на нормалното повишаване на топлообмена в ПК, след стартиране на праховите горелки се спират МГ.

Алгоритъма за пуск при използване на мазут, включва в работа ЕФ и СОИ след спиране изгарянето на мазут. Опростена схема на алгоритъма за пускане в работа на двата вида котли в ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД е показана на фиг.3. и фиг.4.



Фигура.3. Алгоритъм за пуск от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на мазут

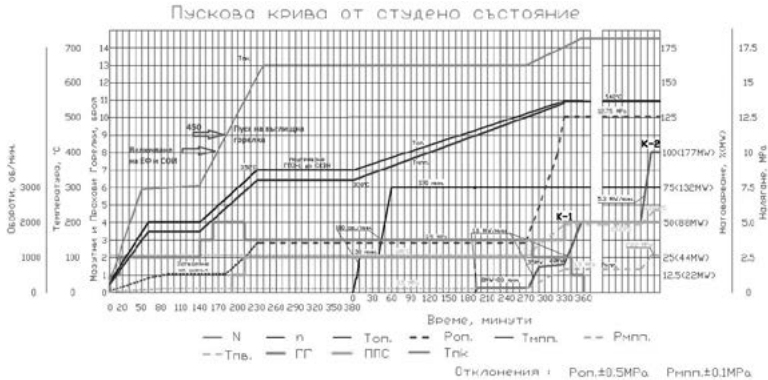


Фигура.4. Алгоритъм за пуск от студено състояние на ЕП 670/140 при разпалване на мазут

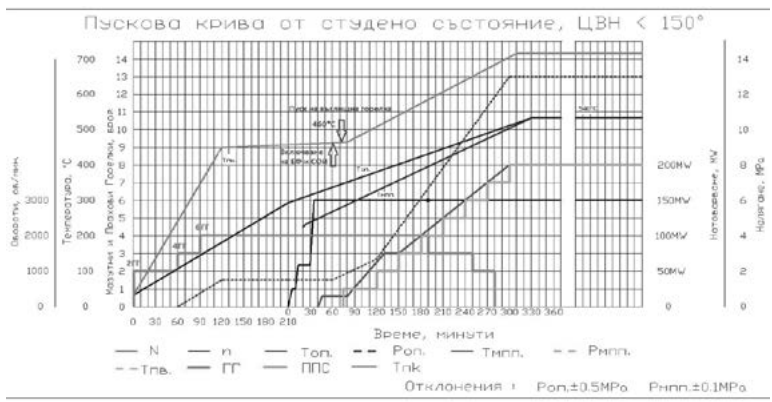
В този случай, след спиране на изгарянето на мазут, котлите работят устойчиво само на въглища при номинални параметри. Температурата на ДГ в ПК са над 700°С, а тези на изхода от ИВП над 170°С.

Промяна на алгоритъма за пуск при използването на гориво природен газ

Необходимостта от промяната на алгоритъма за пуск на котлите се дължи на замяната на разпалващо гориво мазут с природен газ. Продуктите на горенето в следствие на неговото изгаряне са CO_2 и водни пари. Това позволява включването на ЕФ и СОИ непосредствено преди пуска на въглищните горелки. На фиг.5. е показан пусков график на котел ПК-38-4, а на фиг.6. на котел ЕП 670/140. С червена стрелка е отбелязан момента на включване на праховата горелка, ЕФ и СОИ. Задължително условие е температурата на ДГ в ПК да бъде над 450°С за да се включи прахова горелка.



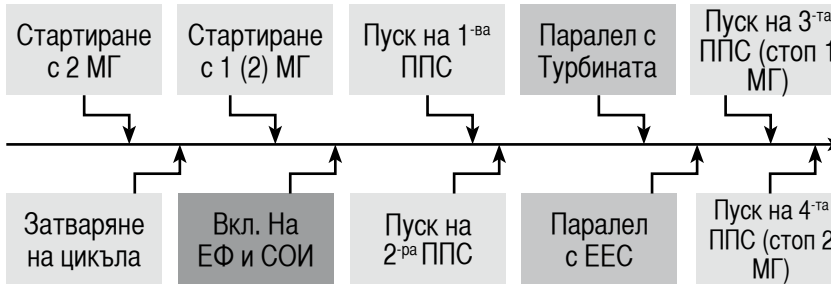
Фигура.5. Пускова диаграма от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на природен газ



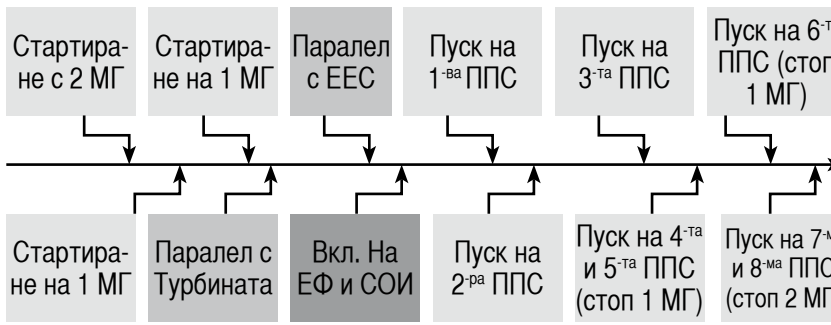
Фигура.6. Пускова диаграма от студено състояние на ЕП 670/140 при разпалване на природен газ

Съществено при тази промяна е, че се променя момента на включване на ЕФ и СОИ.Видимо от графиката, включването е при по-ниски темпаратури на ДГ в ПК, а от тук следва и по-ниски температури пред ИВП и пред ЕФ. Схематичното представяне на новия алгоритъм е показано на фиг.7 за котли ПК-38-4 и на фиг.8. за котли ЕП 670/140.

С влизането в сила на новия алгоритъм за пуск на котлите се наблюдава промяна в работата на ЕФ. В периода на включване на прахова горелка, филтърът трябва да работи, но при включване на неговите агре-



Фигура.7. Алгоритъм за пуск от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на природен газ



Фигура.8. Алгоритъм за пуск от студено състояние на ЕП 670/140 при разпалване на природен газ

гати, те правят късо съединение. При ИВП се наблюдава тенденция към замърсяване на между-тръбното пространство с пепел и прах, както и корозия по тръбите. Тези неизправности са свързани с изгарянето на газ в пусковите периоди на котлите. Новият алгоритъм довежда няколко проблема, свързани със спецификата на изгаряне на природен газ, а именно отделянето на големи количества водни пари. В табл.2. са показани данните за среден разход на природен газ при пуск на котлите.

Таблица.2.

	Природен газ, Nm^3	Природен газ, kg
ПК-38-4 (блок)	60 000	43020
ПК-38-4 (котел)	25 000	17925
ЕП 670/140	70 000	50190

За изчисление на количеството водни пари отделени при изгарянето на природен газ се използват стехиометричните съотношения свързани с окисление на метан:

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O, \quad (1)$$

$$16kgCH_4 + 64kgO_2 = 44kgCO_2 + 36kgH_2O, \quad (2)$$

$$1kgCH_4 + 4kgO_2 = 2{,}75kgCO_2 + 2{,}25kgH_2O, \quad (3)$$

При пълното окисление на 1kg CH_4 се получават 2,25kg водни пари.

За изчисление на водните пари използваме формулата:

$$W_{пара} = 2{,}25 \cdot M, [kg] \quad (4)$$

където $W_{пара}$ – количество на водната пара, kg

M – масов разход на гориво за периода на пуск, kg

Пресметнатите количества водни пари отделени от котлите по време на пусковите им операции са показани в табл.3.

Таблица.3.

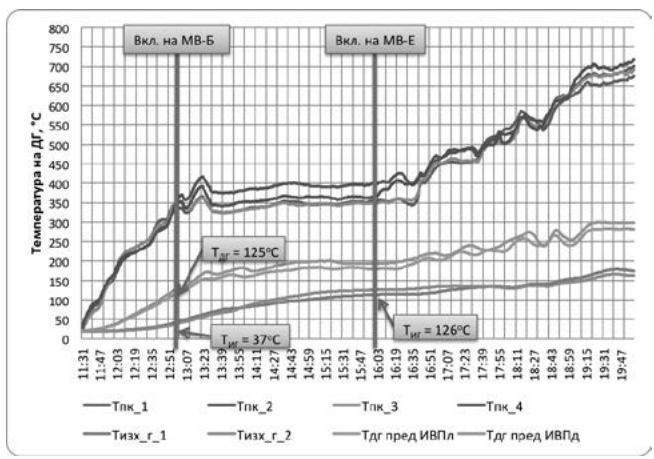
	Водни пари,kg
ПК-38-4 (блок)	96 795
ПК-38-4 (котел)	40 331
ЕП 670/140	112 927

Преминаването на влажните ДГ през нагревните повърхности води до тяхното охлаждане, което намалява способността им да задържат влагата в себе си. Колкото са по горещи газовете, толкова повече влага поемат. С тяхното охлаждане част от влагата се отлага по студените повърхности във вид на капки вода. По време на пусковите операции въздухът за горене байпасира ИВП с цел да се избегне прекомерно охлаждане на ДГ и кондензиране на влагата в газовете. Недостатък се явява не пълното уплътняване на байпасните клапи и малки количества въздух преминават през ИВП. Създава се предпоставка за по бавно повишаване на температурите на ДГ на изхода от съоръжението. Подобна е ситуацията показана на фиг.9., където по време на включване на МВ температурата на ДГ пред ИВП е 125°C, а след него е 37°C – твърде ниска температура. Самият въздушен подгревател е с голяма топлообменна повърхност, която трябва да бъде подгрята. Възможно е да се премести включването на МВ след повишаване на $T_{ДГ}$ пред ИВП над 200°C, при което $T_{ИГ}$ да е над 150°C.

Друг съществен проблем, появил се след разпалването на природен газ е замърсяването на между-тръбното пространство на ИВП, в част-

ност долните (хоризонтални) кубове. Поради ниските температури на газовете в ИВП, в периода на пуск на МВ част от водните пари в тях кондензират при допира с тръбите. Образува се тънък воден филм върху тях, където в последствие след включване на прахова горелка, полепват частиците прах и пепел. Така се образуват натрупвания, които запълват междутръбното пространство и възпрепятстват преминаването на димните газове. От друга страна високото съдържание на S във въглища-та води до образуването на SO_2 и SO_3, които от своя страна участват в образуването на сернисти и сярна киселини, на които се дължи така наречената нискотемпературна корозия. Сернистата и сярна киселини са корозионно агресивни, като агресивността им зависи от концентрацията на киселината. Проведени измервания в ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД за установяване на киселинната точка на оросяване на димните газове по-казва, че неината стойност се колебае в границите 141÷149°С [4]. Към мо-мента на пуск на МВ температурите в ИВП са значително по – ниски. За топлообменници пълното изключване на нискотемпературна корозия се осигурява, ако температурата на стената в най-студения участък е поне с 5÷10°С по – високи от температурата на точката на оросяване. Това условие не е изпълнено и в периода на включване на въглищна горелка е налична нискотемпературна корозия.

ЕФ от друга страна, са предназначени за сухо очистване от прах на неа-гресивни газове с температура до 250°С. Допуска се по инструкция моментно превишаване на температурата на очиствания газ да не превишава 330°С



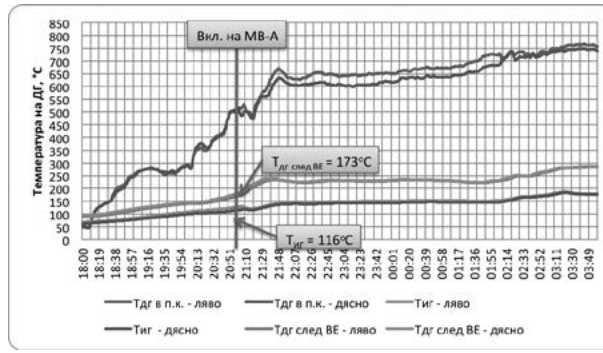
Фигура.9. Действителен пуск от студено състояние на ЕП 670/140 при раз-палване на природен газ (КА-12)

и да не е под 15°С. След приемане на новия алгоритъм при използване на разпалващо гориво природен газ, ЕФ се пускат в работа преди да се включат въглищните горелки, видимо от фиг.5. за ПК-38-4 и фиг.6. за ЕП 670/140.

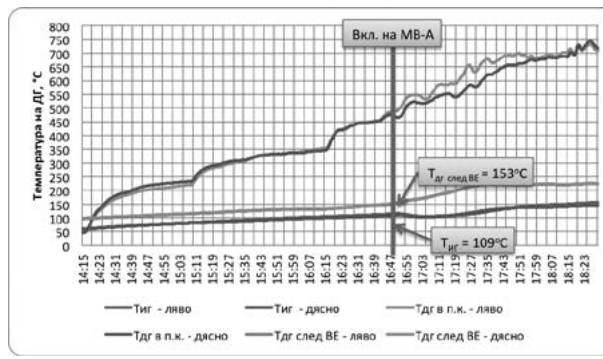
Свалени са показанията за температура на ДГ в ПК на котела и след ИВП при пуск от студено състояние на котли ЕП 670/140 и е изградена диаграма (фиг.10). Вижда се, че при пуска на първия мелещ вентилатор (МВ), $Т_{ИГ}$ е 37°С. При тези условия, водните пари в димните газове постъпващи в ЕФ кондензират и е невъзможно включването на неговите агрегати. В момента на включване почти всички агрегати окъсяват. След повишаване на температурите над 120°С този проблем намалява и изчезва. В случая отново може да се промени пусковия алгоритъм и да се премести пуска на ЕФ след повишаване на температурите. Това би означавало изхвърлянето на вредните емисии отново в атмосферата без никакво пречистване и би обезсмислило донякъде преминаването на разпалващо гориво природен газ. Друго решение би било пуска на въглищна горелка да се извърши след като се повишат температурите на ДГ на изхода от ИВП над 150°С, т.е. да се пуснат в работа още газови горелки, които да обезпечат с топлина котела. ЕП 670/140 разполага с 8 газови горелки, които са достатъчни за да се премести пуска на МВ за по късен етап. Газовата инсталация е нова и се ползва само за пускови процедури. Затова съоръженията й имат голям престой, по време на който те корозират. В последствие по време на пуск и при висок разход на газ - респективно висока скорост в тръбопроводите, филтрите се замърсяват с отложената по тръбите ръжда, прах и т.н. Експлоатацията до момента показва, че до изчистване на трасето трудно би могло да се пуснат в работа повече от 6 газови горелки. Предстои да се експериментира на по-късен етап (следващия пуск). Същевременно се работи в насока да бъдат ремонтирани клапите за въздух за горене към ИВП, които в началото на пуска са затворени. Дори малките количества студен въздух през тях биха повлияли за ниските температури на ДГ на изхода от ИВП и преди ЕФ.

Аналогична е ситуацията и при котли ПК-38-4. Свалени са експлоатационните данни на няколко пускови операции на котли ПК-38-4, построени са диаграми и са направени анализи. На фиг.10. и фиг.11. са показани температурите на ДГ в ПК, на изхода от конвективна шахта (КШ) – преди да постъпят в ИВП, и температурата пред ЕФ – изходящите газове от ИВП за котли с номера 2 и 5.

Ситуацията при тези котли е сравнително по-добра. Температурите са по-високи, но не достатъчно. Включването на ЕФ при тези параметри е довело до късо в 7 от 8 агрегата при пускови операции на КА-2. И тук също са налице температури, при които в ИВП кондензира част от влагата в ДГ и се образуват отлагания (налепи) от пепел и прах по нагревните повърхности,



Фигура.10. Действителен пуск от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на природен газ (КА-2)



Фигура.11. Действителен пуск от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на природен газ (КА-5)

в следствие на което протича нискосерниста корозия. И при двата вида котли най - засегнати са последните по ход на ДГ нагревни повърхности в ИВП, а именно хоризонталните кубове. На изхода им, температурите на ДГ са най-ниски. Както бе споменато по-горе, заслуга за тези ниски температури имат и запорните клапи на въздуха. Този въздух трябва да байпасира ИВП, но малка част преминава през него и го охлажда. Най – съществената причина за ниските температури на изхода от КШ е голямото количество въздух за горене, подавано в ПК. По проект, за нормална работа на ГГ, статичното налягане на въздуха за горене към тях трябва да бъде над 4mbar. При тази стойност количеството на въздуха е няколко пъти над необходимото. Главната причина за това е техническата (конструктивна) невъзмож-

ност на клапите за въздух за горене пред праховите горелките да спрат на 100% преминаващия въздух. Този въздух не участва в горенето, но влошава топлообмена. Направени са пресмятания относно количеството природен газ, въздух за горене и получените продукти на горенето по време на пусковите операции на КА-5. Взети са данните за качеството на природен газ за всеки ден от месец януари и са осреднени (табл.4.)

Таблица.4.

№	Състав на природния газ	Означение	Димерсия	Средно за януари
1	МЕТАН/Methane	CH_4	Мол %	96,268
2	ЕТАН/Ethane	C_2H_6	Мол %	2,044
3	ПРОПАН/Propane	C_3H_8	Мол %	0,624
4	и-БУТАН/ i-butane	$i\text{-}C_4H_{10}$	Мол %	0,093
5	н-БУТАН/n-butane	$n\text{-}C_4H_{10}$	Мол %	0,089
6	и-ПЕНТАН/i-pentane	$i\text{-}C_5H_{12}$	Мол %	0,017
7	н-ПЕНТАН/ n-pentan	$n\text{-}C_5H_{12}$	Мол %	0,011
8	нео-ПЕНТАН/neo-pentan	$neo\text{-}C_5H_{12}$	Мол %	0,001
9	ХЕКСАН И ВИСШИ/ hexan & higher	$i\text{-}C_6H_{14}$	Мол %	0,007
10	АЗОТ/ Nitrogen	N_2	Мол %	0,689
11	ВЪГЛЕРОДЕН ДВУОКИС/ Carbon Dioxide	CO_2	Мол %	0,158
12	СЕРОВОДОРОД+МЕРКАПТАНИ/Hydrogen Sulphide & Mercaptan sulhur	H_2S+MERCAP	г/нм^3	0,013
13	ПЛЪТНОСТ/ density	Density/r	кг/нм^3	0,697
14	ДОЛНА КАЛОРИЧНОСТ/ LCV	LCV/Q	ккал/нм^3	8164,774
15	ГОРНА КАЛОРИЧНОСТ/ GCV	GCV/Q	ккал/нм^3	9050,677
16	ГОРНА КАЛОРИЧНОСТ	kWh/m^3	kWh/m^3	10,526
17	ТОЧКА на РОСА/ water dew point	WDP/T	^oC	-41,582

Използвани са съотношенията за изчисление на теоретичния обем на въздуха за горене и теоретичния обем на продуктите на горенето.

• Теоретичен обем на въздуха:

$$V^o = 0{,}0476\ [\sum(m+\frac{n}{4})\ C_m H_n + 0{,}5(CO + H_2) + 1{,}5H_2\ S - O_2\ ],\ [m^3/m^3] \quad (5)$$

$V^o = 9{,}69\ m^3/m^3$

• Теоретични обеми на продуктите на горенето:

$$V^o_{N_2} = 0{,}79V^o + 0{,}01N_2, [m^3/m^3] \quad (6)$$

$V^o_{N_2} = 7{,}662\ m^3/m^3$

$$V_{RO_2} = 0{,}01[\sum mC_mH_n + CO_2 + CO + H_2S], [m^3/m^3] \quad (7)$$

$V_{RO_2} = 1{,}0315 m^3/m^3$

$$V_{H_2O} = 0{,}01\ [\sum \frac{n}{2})\ C_m H_n + H_2 + H_2S + 0{,}124d_г + 1{,}61V^o\ ],\ [m^3/m^3] \quad (8)$$

$V_{H_2O} = 2{,}2914\ m^3/m^3]$

, където:

$d_г = 10g/m^3$ – влагосъдържание на газообразното гориво

Общото количество на ДГ се получава след като получените стойности се заместят в уравнение (9), като се вземе в предвид и допълнителното количество въздух в ПК.

$$V_{ДГ} = W_{газ}\ (V^o_{RO_2} + V^o_{N_2} + V^o_{H_2O} + (\alpha - 1)V^o\ ),[\ m^3/m^3] \quad (9)$$

$$\alpha = W_{ГВ} / W_{газ}\ V^o \quad (10)$$

където:

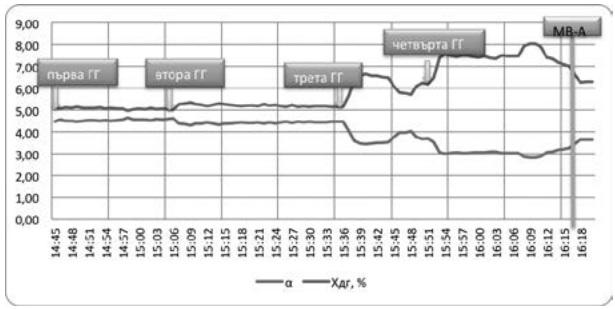
$W_{газ}$ – разход на природен газ за пусковите операции, m^3

$W_{ГВ}$ – разход на въздух за горене в периода на пуск, m^3

След като вече са известни стойностите за обема на ДГ и количеството водни пари, отделени при горенето на природния газ за единица обем се изчислява влагосъдържание на ДГ. За целта се използва следната зависимост:

$$X_{ДГ} = \frac{V^o_{H_2O} W_{газ}}{V_{ДГ}}\ 100, [\%] \quad (10)$$

На база получените резултати и след заместване в пусковите диаграми (фиг.5. и фиг.6.) е изградена диаграма, на която е показано изменението на коефициента на излишък на въздух (α) и влагосъдържанието в ДГ ($X_{ДГ}$). На фиг.13. е показана графика с **Хдг** и α за пуск от студено състояние на КА-5.

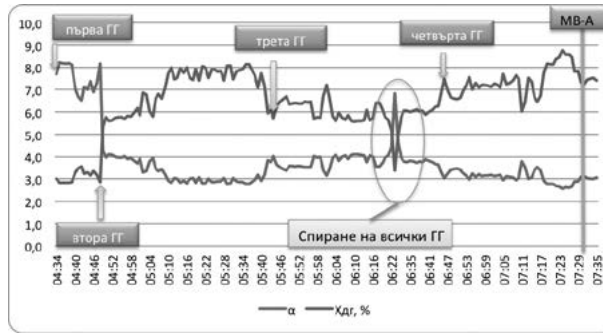


Фигура.12. Действителен пуск от студено състояние на ПК-38-4 при разпалване на природен газ (КА-5)

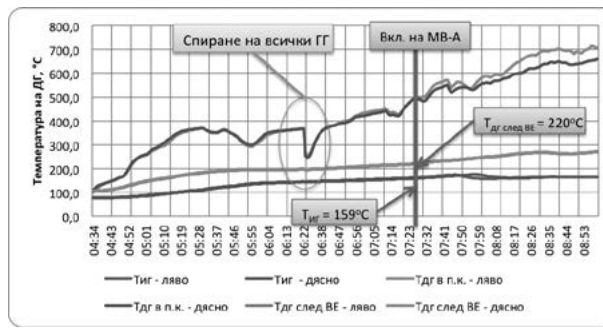
Очевидна е връзката между коефициента на излишък на въздух и влагосъдържанието в ДГ. С увеличение на α влагата в ДГ намалява и обратно. Наблюдава се много висока стойност на коефициента α, която трябва да бъде намалена. След всеки пуск на ГГ, коеф. α намалява. Това се дължи на защитните стойности за разхода на въздух за горене, под които газовата инсталация спира. Затова въздухът се държи малко над тази стойност по време на пускане още на първата ГГ и така до пускане на прахова горелка..

След анализиране на изложените по горе данни се установяват проблеми със съоръженията, повлияни главно от високото влагосъдържание на ДГ, като в същото време и температурите на ДГ пред и след ИВП са значително по-ниски от точката на росата на влагата в газовете при наличие на SO_3. Проведен е експериментален пуск на КА-5 с новия алгоритъм, намалено е количеството на въздуха за горене с 25%. Това е малко под защитните стойности (поради което защитите бяха изведени), при които ГГ имат устойчив факел. Свалени са данните на основните експлоатационни параметри, необходими за анализа. На следващата фиг.13 са показани коефициента на излишък на въздух и влагосъдържанието в ДГ.

При сравнение на данните от фиг.13 с данните от фиг.12., се вижда трайно по ниски стойности на α, което се дължи на по-малкото въздух за горене към ПК на котела. Нормално, влагата в ДГ нараства. Поради технически проблеми с регулатора на налягане на природния газ на диаграмата е отбелязан и момента на изгасване на всички ГГ и последващото им запалване. След промяна на алгоритъма за пуск на котела, запалването на първата прахова горелка е изместено в период с по-благоприятни температури. На следващата фиг.14. е показана графиката с тези параметри при пуск на КА-5 от студено състояние, но при работеща турбина с друг котел.



Фигура.13. Действителен пуск от студено състояние (само котел) на ПК-38-4 при разпалване на природен газ (КА-5)



Фигура.14. Действителен пуск от студено състояние (само котел) на ПК-38-4 при разпалване на природен газ (КА-5)

Тук пускът е по-кратък, защото липсва подгряване на турбината, нейното развъртане, технологични задръжки и т.н. За целта на анализа това няма да повлияе на резултатите. Преди да се премине към пуск на прахова горелка, температурите на ДГ преди и след ИВП са значително по-високи. При температури над 159°С, включването на ЕФ не е съпроводено с късо съединение в агрегатите и филтрите работят нормално на 8 агрегата. След тях в работа се включва и СОИ. Включването на МВ-А е при температури на ДГ след ИВП (159°С) по-високи, от стойностите за точката на росата (149°С). В случая не се образува конденз в ИВП и се избягва образуването на налепи по тръбите, както и протичането на нискотемпературната корозия. Отварянето на клапите за въздуха към ИВП се извършва постепенно, като не се допуска понижаване на температурата на ДГ след ИВП да се понижи под 159°С.

Заключение

Анализирано е влиянието на броя работещи газови горелки и коефициента на излишък на въздух α върху температурата($t_{дг}$) и влагосъдържанието($X_{дг}$) на димните газове, а от там и върху работата на ИВП и ЕФ.

Настоящия доклад описва новия новият алгоритъм за пуск на котлите, като са установени основните репери за включване на праховите горелки, ЕФ и СОИ, при които те да работят надеждно.

Установени са недостатъци по разпалващата схема:

• Технологично е невъзможно да се ограничи излишния въздух за горене към ПК, поради неплътности в клапата за горещ въздух към праховите горелки.

• Заложени са по-високи защитни стойности на въздуха за горене на газовата инсталация

• Включването на праховите горелки се съобразява само с температурата на ДГ в ПК, която трябва да бъде по-висока от 450°C.

Преди включването на ЕФ и на прахова горелка, от съществено значение е да се следи и температурата на ДГ след ИВП, която трябва да бъде над 159°C за да се избегне кондензацията на влагата в ДГ и последващо замърсяване на нагревните повърхности и нискотемпературна корозия.

Литература

[1] Байкалов Н., Бонев Б., Анализ на пусковите режими на котлите в ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД, НК „Енергиен Форум 2016“,, Варна 2016

[2] Байкалов Н., Бонев Б., Анализ на праховите емисии от пусковите режими на котлите в ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД, НК „XXI Научна конференция с международно участие ЕМФ 2017“, Созопол 2017

[3] Байкалов Н., Бонев Б., Анализ на SO_2 емисиите от пусковите режими на котлите в ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД, НК „Енергиен Форум 2017“,, Варна 2017

[4] Христов Хр., Илиев Ил., Обследване работата на топлообменниците на СОИ, Блок 7 и 8 в ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД

[5] K. Heleston, E. Kenneth „Boiler Operator Handbook”, The Fairmont Press INC., Marcel Dekker INC, 2004

[6] Тотев Т., Б. Игнатов, Технико-икономическа и екологична оценка на работата на енергиен блок на лигнитни въглища - ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2019, стр. 120 – 130, ISSN 2367-6728, Международен дом на учените „Ф. Ж. Кюри“ к.к. „Св. Св. Константин и Елена“, Варна 2019;

[7] Тотев Т., Б. Игнатов, Възможни решения за намаляване на въглеродните емисии при работа на енергиен блок на лигнитни въглища - ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2019 стр. 131 - 143 ISSN 2367-6728, Международен дом на учените „Ф. Ж. Кюри“ к.к. „Св. Св. Константин и Елена“, Варна 2019
[8] Kohl A., Nielsen R., “Gas purification”, Gulf Publishing Company, Nouston, Texas, 1997
[9] Тодориев Н., И. Чорбаджийски, Енергийни парогенератори, Техника, София, 1983
[10] Чорбаджийски Ив., Промишлена топлоенергетика, Техника, София, 1973

Автори

Маг. инж. Никола Емилов Байкалов, ТУ-София, катедра „Топлоенергетика и ядрена енергетика“, e-mail: nikola.baykalov@gmail.com
Проф. д-р Бончо Иванов Бонев, ТУ-София, катедра „Топлоенергетика и ядрена енергетика“, e-mail: bibonev@tu-sofia.bg

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/

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.

НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ ЕАД

ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР ЕАД

РИСК ИНЖЕНЕРИНГ АД

mega EL

ELECTRICAL CONSTRUCTION AND DESIGN

"МЕГА ЕЛ" ЕООД е регистрирана през 2001 г. с предмет на дейност: проектиране и електрозграждане. Днес фирмата е водещ в новозаявените на пазара, проектиране, изграждане, въвеждане в експлоатация, поддръжка и ремонт на енергийни обекти:

- Въздушни електропроводни линии до 400kV
- Кабелни линии до 110kV
- Оборудано на разпределителни уредби високо, средно и ниско напрежение
- Трансформаторни постове
- Ремонт електрозахранващи с дизелови генератори
- Тунелни и улични осветления
- Силови и осветителни инсталации
- Заземителни и мълниезащитни инсталации

КОНТАКТИ:

Централен офис:
Адрес: 1532 София, ул. Казачево, Индустриална зона, ул. "Серафим Слаов" № 8

тел.: (+ 359 2) 971 05 05; факс: (+359 2) 971 10 10

Интернет страница:
www.megael.bg

Електронна поща:
office@megael.com, megael@megael.com - Административен отдел
engineer@megael.com - Инженерен и Технически Отдел
efet@megael.com - Финансово Счетоводен Отдел

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

"ЕЛСТРОЙ" ООД

Електромонтаж, строителство и ремонт на електро уредби и електропроводи до 400 kV

4700 Смолян
Бул. „България“ № 58
E-mail: office@elstroi.com

Тел.: +359 301 / 6 36 84
+359 301 / 6 36 82
Тел./факс: +359 301 / 6 37 61

Български Енергиен Холдинг

ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2020

СБОРНИК ДОКЛАДИ

Българска
Първо издание

Формат: 64/84/16

Издател
„Научно-технически съюз на енергетиците в България“

ISSN 2367-6728

София, 2020

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИ СЪЮЗ НА ЕНЕРГЕТИЦИТЕ В БЪЛГАРИЯ
МИНИСТЕРСТВО НА ЕНЕРГЕТИКАТА
НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ ЕАД
ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР ЕАД
ФЕДЕРАЦИЯ НА НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИТЕ СЪЮЗИ
ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – СОФИЯ
ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – ВАРНА
ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – РУСЕ
КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
АГЕНЦИЯ ЗА УСТОЙЧИВО ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ
БКСТО
НКО
БНКО
ТО на НТС - Хасково
ТО на НТС - Габрово

1000 София, ул. "Г. С. Раковски", 108
тел.: +359 2 988 41 58, факс: +359 2 987 61 66
e-mail: ntseb@abv.bg
www.ntse-bg.org