



Ключови техноло- гични фактори и тенденции в разви- тието на българския електроенергиен пазар

Камен Сейменлийски
Радослав Симионов

1. Създаване и развитие на българския електроенергиен пазар.

Българската електроенергийна система започва своето развитие в края на XIX век, следвайки логиката на процесите на индустриализация в страната. Първоначалните енергийни мощности функционират локално, осигурявайки електроснабдяване за промишлени и битови потребители. През 1899 г. в Перник е пусната в експлоатация първата топлоелектрическа централа (ТЕЦ), а през 1900 г. в Панчарево започва работа и първата водноелектрическа централа (ВЕЦ) с мощност от 1600 kW. До средата на XX век се изграждат множество малки ТЕЦ и ВЕЦ с обща мощност от 111 000 kW, които през 1939 г. произвеждат общо 266 милиона kWh електроенергия, осигурявайки средно 42 kWh на глава от населението.

През 1944 г. в страната съществуват 117 електроцентрали, главно малки и местни, с общ капацитет от 130,5 MW и годишно производство от 310 800 MWh. Най-мощната електроцентрала по това време е ТЕЦ Курило с капацитет от 15 MW, а най-големият ВЕЦ е разположен на река Въча с капацитет от 7 MW. Дизеловият генератор с най-висока мощност се намира в Мадан и е с капацитет от 1,2 MW. Тези мощности захранват едва 13% от населените места в страната, осигурявайки електроенергия за 40% от населението. През 1938–1939 г. потреблението на електроенергия на глава от населението възлиза на 42 kWh, значително по-

ниско от средното за света (230 kWh) и далеч от стойностите в най-развитите европейски държави (500–800 kWh).

Поради нуждите на развиващата се държавна индустрия възниква необходимост от създаване на единна държавна енергийна мрежа. В тази връзка започва изграждането на електропреносна система, която свързва съществуващите електроцентрали с основните промишлени и битови потребители. През 50-те години на XX век индустриалното развитие изпреварва електропроизводствените мощности, което води до временен дефицит на електроенергия и необходимост от мащабни инвестиции в нови производствени съоръжения.

След 1960 г. стартира изграждането на енергийния комплекс "Марица-Изток", а през 1971 г. се завършва изграждането на първия етап националната електропреносна мрежа. В този период започва и изграждането на първата атомна електроцентрала в страната – АЕЦ "Козлодуй". Първите два блока с по 440 MW са пуснати в експлоатация през 1974–1975 г., а трети и четвърти блок, също с по 440 MW, започват работа през 1980–1982 г. Последните два блока с мощност от по 1000 MW влизат в експлоатация между 1988 и 1993 г.

До 1982 г. в България функционират 234 електроцентрали с общ капацитет от 9499 MW и годишно производство от 40 135 000 MWh, което е 152 пъти повече от производството през 1939 г. От тях, 140 са ТЕЦ с капацитет от 5844 MW и производство от 26 660 000 MWh годишно, 87 са ВЕЦ с капацитет от 1895 MW и производство от 3 049 000 MWh, а АЕЦ "Козлодуй" допринася с 1700 MW и годишно производство от 18 746 000 MWh. Това се равнява на 4.5 MWh електроенергия на глава от населението. През същата година България изнася 2 711 000 MWh електроенергия за Турция, Югославия и Гърция.

В края на XX век България се утвърждава като държава с една от най-развитите електроенергийни системи в Европа. В стремежа си за присъединяване към Европейския съюз, страната предприема мащабни реформи и реструктуриране на енергийния сектор. В хода на преговорите по



Глава "Енергетика" България се ангажира с пълна хармонизация на своето законодателство с Директива 96/92/ЕС, насочена към либерализация на електроенергийния пазар, както и с Директива 98/30/ЕС, свързана с либерализацията на газовия пазар. Тези ангажименти се отразяват в разработвания през 2003 г. Закон за енергетиката.

Въвеждането на конкурентен вътрешен електроенергиен пазар, съгласуван с енергийната стратегия на страната, изисква няколко ключови промени:

- Преструктуриране на Националната електрическа компания (НЕК-ЕАД) в съответствие с европейските директиви, което ще осигури независимост на оператора на преносната мрежа;

- Въвеждане на пазарни правила за търговия, които да регулират и стимулират свободната конкуренция в сектора;

- Развитие на конкурентен пазарен сегмент, който да подпомогне създаването на ефективна пазарна среда.

Настоящата нормативна уредба предвижда плавен преход от модела на "единствен купувач" към либерализация на вътрешния електроенергиен пазар. Целта е да се създаде конкурентен пазар на електроенергия, който да замести съществуващия неконкурентен модел и да предостави повече възможности за търговия и инвестиции.

Един от важните ангажименти е премахването на "кръстосаното субсидиране" до 1 януари 2005 г. Това субсидиране е практика, при която цената на електроенергията за домакинствата подпомага доставките за промишлените предприятия на занижени цени. С премахването му се предвижда корекция на цените на електроенергията за промишлени нужди, които ще бъдат приведени към пазарни равнища.

Освен това, България се ангажира с развитието на местния въгледобив, като отчита стратегическото му значение за енергийната сигурност на страната и стабилността на доставките. Тези мерки са ключови за осигуряването на устойчиво развитие на енергийния сектор в синхрон с европейските

стандартите.

През 2002 г. и в следващите години развитието на въгледобивната индустрия в България се ориентира към самофинансиране на производствените дейности на минните дружества. Продължават процесите на приватизация или ликвидация на определени обекти, като се въвеждат пазарни търговски отношения с потребителите от електро- и топло - енергийния сектор. Допълнително се полагат усилия за съдействие при изпълнението на програми за алтернативна заетост и опазване на околната среда, с цел устойчиво развитие. Специален акцент е поставен върху преструктурирането на мини „Марица-изток“ ЕАД, което се осъществява в съответствие с дългосрочните планове за развитието на електропроизводствените мощности в Източномаришкия енергиен комплекс.

С влизането на България в Европейския съюз на 1 януари 2007 г. страната си поставя за цел да постигне устойчиво енергийно развитие чрез изпълнението на три основни приоритета: конкурентоспособност, опазване на околната среда и сигурност на енергийните доставки. За реализацията на тези приоритети е необходимо постигането на значими резултати в няколко ключови области: увеличаване на дела на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) и био горивата, подобряване на енергийната ефективност, развитие на ядрената енергетика, въвеждане на иновации в чистите въглищни технологии, съобразени с екологичните изисквания, диверсификация на източниците за енергийни доставки и повишаване на дела на местните енергийни ресурси в енергийния баланс на страната. Важен аспект също така е успешното и ефективно функциониране на вътрешния и регионалния енергиен пазар на ЕС.

Развитието на енергийния сектор в България е пряко повлияно от процесите на либерализация и регулация в рамките на Европейския съюз. През 90-те години на ХХ век, когато националните пазари за електроенергия и природен газ са все още силно монополизирани, ЕС започва поетапно да отваря тези пазари за конкуренция. Първите директиви за либерализация, известни като

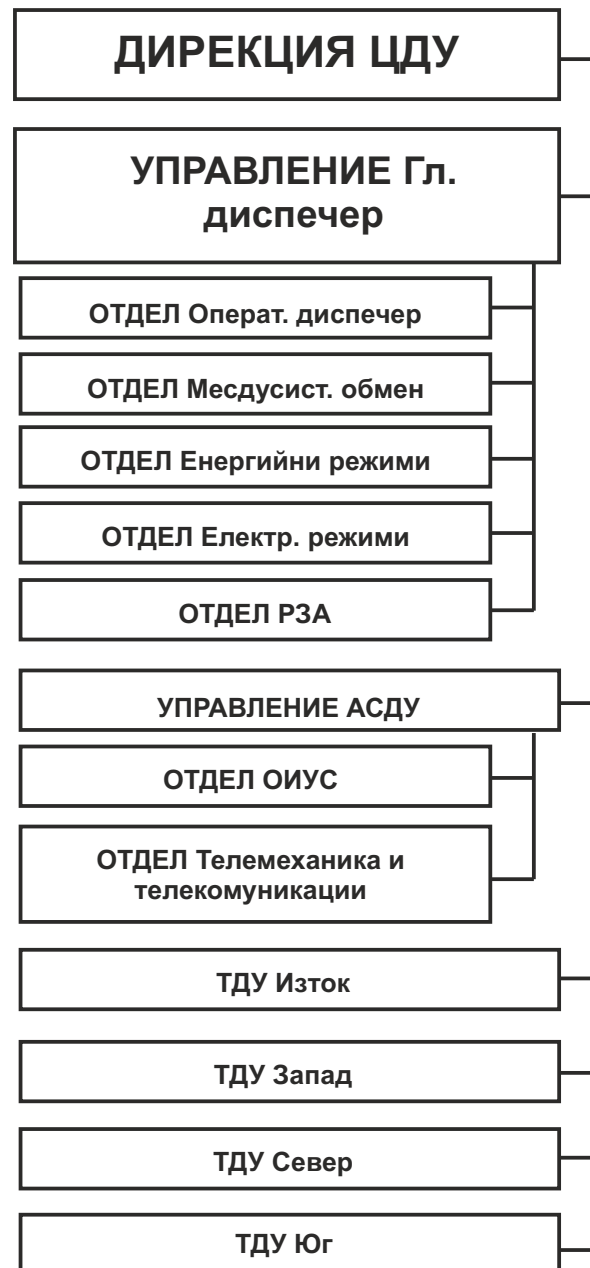


първия енергиен пакет, са приети през 1996 г. за електроенергията и през 1998 г. за природния газ, и трябва да бъдат въведени в законодателството на държавите членки съответно до 1998 г. и 2000 г. Вторият енергиен пакет е приет през 2003 г. и налага транспониране на директивите в националното законодателство до 2004 г., като някои разпоредби влизат в сила през 2007 г. В резултат, както промишлените, така и битовите потребители получават възможност да избират своите доставчици от множество конкуриращи се участници.

През април 2009 г. е приет третият законодателен пакет, насочен към по-нататъшната либерализация на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ. Той въвежда промени в предишния втори законодателен пакет и представлява важна стъпка към осъществяването на единен вътрешен енергиен пазар в ЕС.

Тъй като електроенергията представлява специфичен вид стока, при която балансът между производство и потребление трябва да се поддържа в реално време, ключова роля играе оперативното управление на електроенергийната система. В България тези функции се изпълняват от Електроенергийния системен оператор (ЕСО), по-конкретно от Дирекция „Централно диспечерско управление“ (ЦДУ). Според българското законодателство и подзаконовите нормативни актове, свързани с техническата инфраструктура и оперативното управление, тази структура функционира на основата на четиристепенна организационна схема. Функционирането и управлението на системата са регламентирани с цел поддържане на стабилност и ефективност на електропреноса.

Нивата на оперативното управление на електроенергийната система в България са структурирани в четиристепенна организация (фиг. 1), която осигурява надеждното функциониране и контрол на електроенергийната система в реално време. В основата на тази структура стоят следните звена:



Фигура 1. - Четиристепенна структурна схема на оперативно управление

➤ **Централно диспечерско управление (ЦДУ):** Основната функция на ЦДУ е оперативното управление на енергийните и електрическите режими на работа на обектите на Единната електроенергийна система (ЕЕС). Това включва управление на режимната и противоаварийна автоматика, както и координация на цялостното диспечерско управление. ЦДУ играе ключова роля в поддържането на стабилността и баланса на електроенергийната система.



➤ **Териториални диспечерски управления (ТДУ):** ТДУ изпълняват оперативното управление на енергийните обекти в рамките на определена територия. Те са отговорни за регионалното координиране и управление на електроенергийните ресурси, като осигуряват стабилността и ефективността на преносната мрежа на местно ниво.

➤ **Районни диспечерски служби (РДС):** РДС имат задачата да събират, обработват и анализират информацията за работата на електрическите съоръжения в даден район. Те играят съществена роля в осигуряването на навременна информация за техническото състояние и работните режими на съоръженията, което позволява бърза реакция при необходимост.

➤ **Дежурство на персонала:** Дежурният персонал осъществява непрекъснато наблюдение и контрол на техническото състояние и работните режими на електрическите съоръжения. Това се извършва по строго определен график, което осигурява постоянен мониторинг и бърза реакция при възникване на технически проблеми или аварии. Дежурният персонал има ключова роля за поддържане на сигурността и стабилността на електроенергийната система.

Тази организационна структура осигурява ефективно управление на електроенергийната система и гарантира надеждното снабдяване с електроенергия, както и готовност за бързо реагиране при възникване на аварийни ситуации.

Първите две структурни нива на оперативно управление на електроенергийната система — Централното диспечерско управление (ЦДУ) и Териториалните диспечерски управления (ТДУ) — изпълняват мониторинг и управление на електропреносната мрежа на високо напрежение. Тази мрежа се структурира в три основни нива:

➤ **Системният пръстен на 400 kV:** Осигурява гръбнака на националната електроенергийна система, като свързва основните генериращи мощности и ключовите потребители на електроенергия.

➤ **Система за пренос на 220 kV:** Допълва системния пръстен, осигурявайки по-детайлно разпределение на електроенергията и свързаност между различните региони.

➤ **Разпределителни пръстени и електропроводи на 110 kV:** Поддържат ефективната дистрибуция на електроенергия в национален мащаб, преди тя да бъде прехвърлена към по-нисковолтовите разпределителни мрежи.

Районните диспечерски служби (РДС) са част от електроразпределителните дружества и управляват разпределителните енергийни системи, обхващащи средно и ниско напрежение. Тяхната задача е да следят и регулират потоците на електроенергия в разпределителната мрежа, като осигуряват стабилност и надеждност за крайните потребители.

С напредването на пазарните механизми и либерализацията на електроенергийния пазар се появяват нови участници в електроенергийната система. Сред тях са независимите търговци на електроенергия, които участват в покупко-продажбите на свободния енергиен пазар, като осъществяват сделки чрез електроенергийната борса. Също така се появяват и доставчиците от последна инстанция, които гарантират непрекъснато снабдяване с електроенергия за потребители, останали без търговец или доставчик на свободния пазар.

През 2007 г. настъпват съществени промени в нормативната уредба за либерализацията на електроенергийния пазар. Премахват се нормативните прагове за достъп до свободния пазар, като вече не само индустриалните потребители (наричани тогава "привилегировани потребители"), но и всички битови и небитови потребители получават възможност да сключват сделки на свободния енергиен пазар.

В същата година, в съответствие с изискванията на Втория енергиен либерализационен пакет на Европейския съюз, се осъществява юридическо разделяне на предприятията, които извършват доставка на електроенергия, от мрежовите оператори. Това разделяне цели повишаване на прозрачността



и конкурентоспособността на пазара, като същевременно осигурява недискриминационен достъп до преносната и разпределителната инфраструктура за всички участници на пазара.

Постигането на оптимални пазарни цени на електроенергията в България е ключов аспект от процеса на либерализация на електроенергийния пазар, който се осъществява в съответствие с енергийното законодателство на Европейския съюз. С промените в Закона за енергетиката, въведени през 2012 г., България имплементира Третия енергиен пакет на ЕС. Този законодателен пакет е насочен към по-голяма пазарна прозрачност, конкуренция и подобряване на функционирането на енергийния пазар.

Либерализацията на българския електроенергиен пазар е тясно свързана с учредяването на Българската независима енергийна борса (БНЕБ). БНЕБ играе съществена роля в установяването на конкурентоспособен и прозрачен механизъм за търговия с електроенергия, което позволява на потребителите и производителите да постигат най-добри пазарни условия.

Европейската комисия, чрез стратегията за енергийния съюз (COM(2015) 0080), подчертава важността на осигуряването на сигурно, устойчиво, конкурентоспособно и достъпно енергоснабдяване за всички потребители в ЕС. На 30 ноември 2016 г. Комисията представя пакет от законодателни предложения, известен като „Чиста енергия за всички европейци“ (COM(2016) 0860), който има за цел окончателното осъществяване на енергийния съюз. Този пакет обхваща няколко важни направления, включително енергийна ефективност, възобновяеми енергийни източници, структурата на пазара за електроенергия, сигурността на доставките и управлението на енергийния съюз.

В рамките на този пакет Европейската комисия предложи мерки, включени в Директивата за електроенергията (COM(2016) 0864), Регламента за електроенергията (COM(2016) 0861) и Регламента относно готовността за справяне с рискове (COM(2016) 0862). Преработката на Директива 2009/72/ЕО, предложена в Директивата относно общите

правила за вътрешния пазар на електроенергия (COM(2016) 0864), има за цел да оптимизира регулаторната рамка и да насърчи интеграцията на енергийните пазари в ЕС. Тези мерки са насочени към по-голяма устойчивост на пазара, подобряване на сигурността на доставките и повишаване на ефективността на енергийната система в целия Европейски съюз [6,7,8,9,10].

В изпълнение на изискванията, заложиени в директивите на Европейския съюз, България предвижда цялостен преход към напълно либерализиран пазар на електроенергия, който трябва да бъде завършен през 2023 г. До този момент съществуват два основни сегмента клиенти: такива, които получават електроенергия по свободни, либерализирани цени, и клиенти, които продължават да се възползват от фиксирани цени. Този модел цели постигането на по-ефективна и прозрачна енергийна система, с акцент върху следните аспекти:

➤ **По-ясни и по-чести сметки за електроенергия:** Потребителите ще имат възможност свободно да избират своя доставчик или доставчик на агрегирани услуги, като се възползват от сертифицирани инструменти за сравнение, без такси за смяна на доставчика. Те ще могат да сключват договори за динамични цени и да използват интелигентни измервателни уреди, което ще повиши прозрачността на разходите и ще оптимизира потреблението на електроенергия.

➤ **Защита на бедните или уязвимите клиенти:** Държавите членки ще бъдат задължени да предлагат целенасочена защита на уязвимите групи чрез мониторинг и анализ на броя на домакинствата, страдащи от енергийна бедност. Това ще осигури по-добро насочване на социалната подкрепа и по-висока степен на енергийна сигурност за най-уязвимите потребители.

➤ **Ангажиране на нови участници на пазара:** Доставчиците на агрегирани услуги ще получат пълна свобода да участват в пазара на дребно, като местните енергийни общности ще имат право да се включват в дейности като производство, разпределение, агрегиране и съхранение на енергия. Те също така ще имат възможност да предоставят услуги за



енергийна ефективност и да участват във всички организирани пазари. Държавите членки ще регулират обмена на данни между различните участници на пазара, осигурявайки прозрачност и ефективност.

➤ **Улесняване на електромобилността:** В съответствие с новите регулации, държавите членки ще трябва да улеснят свързването на зарядните станции за електрически превозни средства с електроразпределителната мрежа. Освен това ще бъдат отворени възможности за собственост и експлоатация на тези зарядни точки от трети страни, което ще стимулира развитието на инфраструктурата за електромобили и ще улесни прехода към устойчива мобилност.

➤ **Изясняване на задачите на операторите на разпределителни системи (ОРС):** Директивите изискват ясна регламентация на задачите на ОРС, както и въвеждане на процедури за планиране на развитието на разпределителната мрежа. Това включва модернизиране и адаптиране на инфраструктурата, така че тя да отговаря на новите изисквания за устойчивост и енергийна ефективност.

Тези мерки са насочени към постигането на сигурно, устойчиво и конкурентоспособно енергоснабдяване, като същевременно се насърчават иновациите и устойчивото развитие на енергийния сектор в България.

Рамката на Европейския съюз за енергийна и климатична политика до 2030 г. поставя амбициозни цели и предвижда конкретни мерки за постигането им. Основните направления включват:

➤ **Поемане на ангажимент за намаляване на емисиите на парникови газове:** Целта е до 2030 г. емисиите да бъдат намалени с 40% спрямо равнищата от 1990 г., което ще изисква координирани усилия в цяла Европа.

➤ **Разширяване на използването на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ):** Поставя се цел най-малко 27% от общото енергийно потребление в ЕС да бъде осигурено от ВЕИ. Държавите членки ще имат известна гъвкавост при определянето на националните

си цели, което ще позволи адаптация към специфичните условия на всяка страна.

➤ **Подобряване на енергийната ефективност:** Предвижда се евентуално изменение на директивата за енергийна ефективност, с което да се постигне по-добро използване на енергийните ресурси и намаляване на потреблението.

➤ **Реформиране на схемата за търговия с емисии на ЕС (ETS):** Ще бъде включен резерв за стабилност на пазара, с цел да се увеличи устойчивостта и ефективността на схемата.

➤ **Насърчаване на ключови показатели:** Това включва диверсификация на енергийните доставки, увеличаване на междусистемните връзки и стимулиране на технологичните иновации.

До 2020 г. делът на произведената чиста електрическа енергия в България (включително ВЕИ и ядрена енергия) достига 55%, с перспектива да нарасне до 60% до 2030 г. Същевременно, емисиите на въглероден диоксид, отделяни за производство на 1 MWh електроенергия, ще бъдат намалени с 40%.

II. Основни предизвикателства пред ЕС и България.

Както България, така и целият Европейски съюз се намират на важен енергиен кръстопът. Основна стратегическа цел на ЕС е превръщането на Европа в първия климатично неутрален континент до 2050 г., заложена в Европейския зелен пакт. Пактът включва серия от инициативи за трансформиране на икономиката в модерна, ресурсно ефективна и конкурентоспособна система. Ключовата визия на Зелената сделка е до 2050 г. да няма нетни емисии на парникови газове, а икономическият растеж да бъде независим от използването на природни ресурси [3,11,12,13,14].

Предложенията в рамките на Европейския зелен пакт имат за цел подготовката на всички сектори на икономиката за постигане на климатичните цели по справедлив, разходно ефективен и конкурентен начин. Обаче, тези амбициозни цели ще доведат до значителни социално-икономически



последници, които изискват внимателно планиране и управление [4,5,15,16].

В този контекст, България трябва ясно да дефинира своите цели и приоритети в рамките на стратегическата визия на ЕС. Страната трябва да определи как ще адаптира своята енергийна система, за да балансира икономическата устойчивост и социалната справедливост, като същевременно гарантира енергийна сигурност и конкурентоспособност. Тази трансформация изисква последователни и координирани политики, насочени към насърчаване на иновациите, развитие на възобновяеми източници, подобряване на енергийната ефективност и справяне със социалните предизвикателства, произтичащи от прехода към ниско въглеродна икономика [17,18].

2.1. Документална рамка

Интегрираният план в областта на енергетиката и климата на Република България за периода 2021 – 2030 г. (НПЕК, Планът), разработен в съответствие с Регламент (ЕС) 2018/1999 за управлението на Енергийния съюз и действията в областта на климата, определя стратегически дългосрочни цели за развитието на енергийния сектор в страната. Окончателната версия на Плана беше предадена на Европейската комисия и публикувана през март 2020 г., като през октомври същата година Комисията представи своите коментари и оценки [1,2,3,4,5].

В контекста на европейските изисквания за прозрачност и предвидимост на националните политики, НПЕК е от ключово значение за гарантиране на инвестиции в сектора и осигуряване на енергийната сигурност за следващото десетилетие. Въпреки това, планът не заменя необходимостта от създаването на всеобхватна национална енергийна стратегия, която да очертае дългосрочната визия за развитието на българската енергетика за периода 2023 – 2053 г. Такава стратегия е необходима, за да се адресират специфичните особености на националната енергийна система и да се осигури по-голяма яснота и предвидимост в условията на преход към ниско въглеродна

икономика, като същевременно се защити социалният статус на работещите в енергийния сектор.

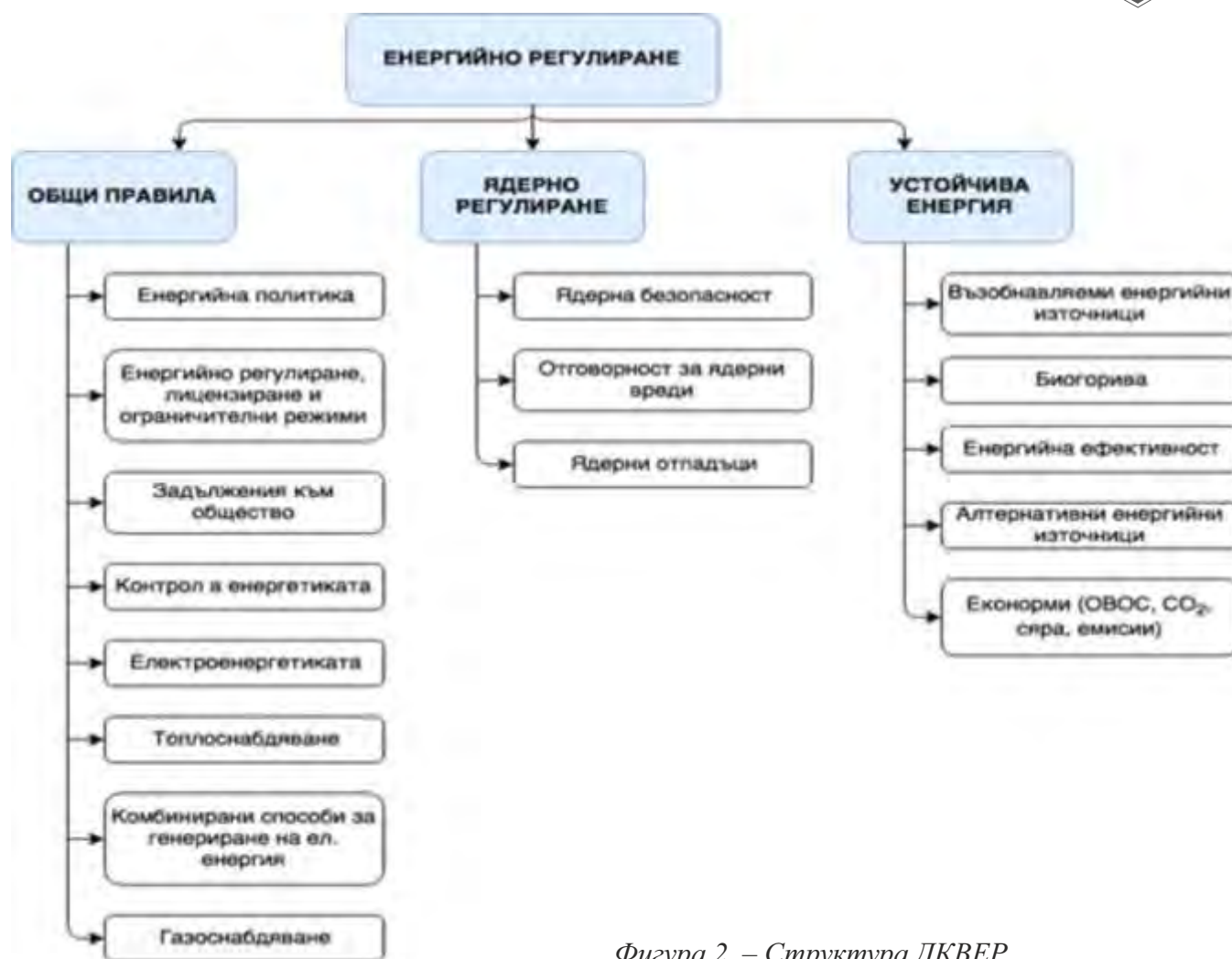
2.2. Основни предизвикателства

Едно от значимите предизвикателства е нестабилността на цените на електроенергията, наблюдавана през втората половина на 2021 г. и началото на 2022 г. Неконтролируемото изменение на цените на европейските енергийни борси изисква спешно внимание, особено предвид предстоящото извеждане от експлоатация на ядрени мощности в страни като Германия и Франция. Това развитие поставя под въпрос осигуряването на базови генериращи мощности в Европа в средносрочен план и подчертава нуждата от стабилна енергийна политика.

Военните действия на територията на Украйна допълнително изострят необходимостта от гарантиране на енергийната сигурност на България. Те подчертават значимостта на разширяването на възможностите за износ на електроенергия в региона, както и необходимостта от адаптиране на енергийната инфраструктура към новите геополитически реалности. Тези предизвикателства изискват от България да предприеме стратегически действия за засилване на своята енергийна независимост и за укрепване на позициите си на регионалния енергиен пазар.

2.3. Държавна Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (ДКВЕР).

Всички тези процеси се наблюдават, регулират и санкционират от Държавна Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (ДКВЕР). Нейната структура е показана на фиг.2.



Фигура 2. – Структура ДКВЕР

ДКВЕР определя:

➤ **Квотите за производство за регулирания пазар**

➤ **Цените в регулирания пазар:**

• **между производители и Обществения доставчик**

• между Обществения доставчик и Крайните снабдители

• за мрежовите услуги в преносната система

• за мрежовите услуги в разпределителните системи

• Други такси: зелена, “кафява”, невъзстановяеми разходи

➤ **Показатели за качество:**

• **Технически (енергия за собствени нужди в централите, загуби при преноса и трансформацията на енергия и др.)**

• Други – относно качеството на

обслужване на клиентите.

III. Пазар на електроенергия в региона и Европа.

През първата половина на 2022 г. България се нарежда на трето място в Европа по нетен износ на електроенергия, според данни на изследователската компания EnAppSys. През този период страната е изнесла 6,6 терават часа електроенергия, което представлява около 33% от вътрешното потребление. Това постижение поставя България пред държави като Испания и Франция по отношение на нетния износ на електроенергия.



Таблица 1: Износ на електроенергия в Европа (януари – юни 2022 г.), TWh

Държави	Внос	Износ	Нетна стойност	Нетна стойност като % от нац.потребление
Швеция	4.7	20.6	-15.9	-22.8%
Германия	20.9	36.2	-15.3	-6.1%
България	0.7	7.3	-6.6	-33.1%
Испания	-1.2	5.4	-6.6	-5.5%
Норвегия	3.6	9.8	-6.2	-8.9%
Чехия	8.7	13.7	-5	-14.8%
Босна	0.7	2.8	-2.1	-35.5%
Белгия	7.5	9.4	-1.9	-4.6%
Нидерландия	8.3	10	-1.7	-3.6%
Полша	7.5	8.9	-1.4	-1.5%
I-SEM (Ейре и Реп. Ирландия)	0.6	1	-0.4	-2.1%
Словения	3.9	3.6	0.3	4.3%
Албания	0.8	0.5	0.3	
Дания	9.4	9	0.4	2.0%
Естония	3.6	2.9	0.7	16.7%
Латвия	2.2	1.4	0.8	23.8%
Словакия	8.7	7.6	1.1	7.4%
Румъния	3.1	2	1.1	3.9%
Великобритания	9	7.1	1.9	1.5%
Франция	18.9	16.4	2.5	1.0%
Хърватия	4.4	1.7	2.7	29.5%
Гърция	4.4	1.6	2.8	11.2%
Австрия	13.6	10.3	3.3	10.8%
Швейцария	14.8	11.5	3.3	10.3%
Сърбия	4.5	1.1	3.4	19.0%
Литва	6	1.5	4.5	72.9%
Португалия	6.1	0.7	5.4	21.3%
Унгария	10.2	4	6.2	27.9%
Финландия	10.9	3.8	7.1	17.4%

Данните на Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (ACER) потвърждават, че през 2022 г. България е сред водещите нетни износители на електроенергия в Европейския съюз (табл. 1). Според различни прогнози и сценарии, въпреки значителните усилия за подобряване на енергийната ефективност, се очаква търсенето на електроенергия в Европа да нарасне значително до 2050 г. Основните фактори, които ще стимулират това нарастване, включват:

➤ **Електрификация на отоплението и охлаждането**, с прогнозирано допълнително потребление от 600 TWh;

➤ **Електрическа мобилност**, с очаквано потребление от 815 TWh до 2050 г., поради нарастващото използване на електрически превозни средства;

➤ **Въвеждането на нови видове мощности**, които ще увеличат общото търсене на електроенергия.



В този контекст, държавите в региона разчитат на продължаването на ключовата роля на България като значим нетен износител на електроенергия. Въпреки че други страни като Гърция и Румъния също работят в посока реструктуриране на своите енергийни системи, България има стратегическо предимство, което може да бъде използвано.

3.1. Гърция

Гърция планира извеждането на своите въглищни централи и значително ускорява развитието на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ). Също така се работи активно по разширяването на между системната свързаност, с цел страната да се превърне в нетен износител на електроенергия. Поради природата на своя енергиен микс с доминиращи ВЕИ мощности, България има възможност да се възползва от тази тенденция, като развие капацитет за предоставяне на услуги като транзит, съхранение и балансиране на енергията.

3.2. Румъния

Румъния също ускорява извеждането на своите въглищни централи и инвестира активно в развитието на ВЕИ. Въпреки това, Румъния поставя силен акцент върху енергийната независимост, залагайки на производство на електроенергия от местен добив на природен газ и разработване на малки модулни ядрени реактори. Тази стратегия ще даде възможност на Румъния да постигне по-голяма енергийна автономност, но също така ще изисква значителни инвестиции и технологични иновации.

3.3. Стратегически възможности за България

България може да се позиционира като регионален лидер в предоставянето на енергийни услуги, особено в контекста на прехода към по-устойчиви енергийни източници. Съществуват перспективи за разширяване на капацитета за транзит на електроенергия, развитието на системи за съхранение и участие в балансирането на регионалния енергиен пазар. Това ще осигури на страната устойчивост и конкурентоспособност в динамичната

енергийна среда на Европа.

Ситуацията на енергийния пазар на Западните Балкани и в по-широкия регион на Югоизточна Европа се развива динамично, като значителни промени предстоят по отношение на енергийната ефективност и модернизацията на ниско ефективни мощности. Очакваното извеждане от експлоатация на тези мощности изисква целенасочено развитие на електроенергийната инфраструктура, което създава възможности за инвестиции. България може да играе водеща роля, като инвестира в технологии и ноу-хау за модернизация, както и в подобряване на енергийната свързаност и ефективност в региона.

Останалата част от Югоизточна Европа, която традиционно е нетен вносител на електроенергия, също предлага потенциални възможности за България да разшири ролята си на надежден доставчик. Войната в Украйна увеличава необходимостта от осигуряване на електроенергия за засегнатите страни и възстановяване на инфраструктурата. Страни като Молдова и Република Косово вече са изразили интерес за внос на електроенергия, което открива нови възможности за износ от България.

През последните няколко години износът на електроенергия от България е стабилен и варира между 7-8 TWh годишно. През 2022 г., благодарение на поддържането на производството на електроенергия на нивото от 2021 г. (47.6 TWh), България успя да реализира износ от 12.24 TWh. Това донесе приблизително 6.7 милиарда лева приходи, което представлява 4.8% от БВП на страната, според данни на Националния статистически институт (НСИ). Тези свръх приходи бяха използвани за подпомагане на небитовите крайни клиенти и за поддържане на регулираните цени за битовите потребители. През втората половина на 2022 г., Българският енергиен холдинг (БЕХ) и свързаните с него производствени дружества осигуриха 3.2 милиарда лева за компенсации, което представлява 2.3% от БВП [1,2,3,4,5,20,21,22].

Зависимостта от износа на електроенергия е стратегически важна, но съществува и риск, свързан с възможността от



екстрен внос на електроенергия в зимните месеци. Преустановяването на износа би довело до значителни финансови загуби и би могло да повиши цените на електроенергията на вътрешния пазар. Показателен е примерът от декември 2022 г., когато отпадането на 1000 MW (шести блок на АЕЦ „Козлодуй“) доведе до необходимост от внос на 1500 MW на денонощие, причинявайки ценови скокове [1,2,3,23,24].

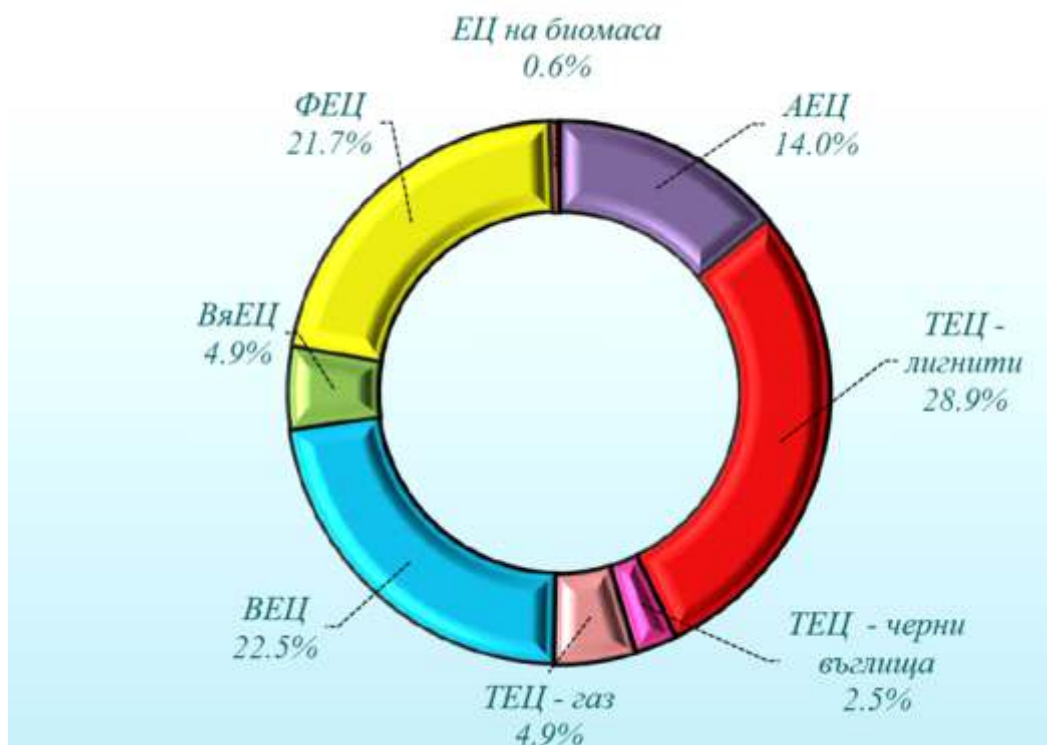
Данните за 2023 г. показват значително нарастване на инсталираните мощности (табл.2) от фотоволтаични централи (табл. 3) и нулева промяна на базовите такива. (фиг. 3 и 4). Тази тенденция може да доведе до значително изкривяване на пазара на електроенергия. Недостатъците на тези небазови

производствени мощности са няколко и на този етап са трудно преодолими. Основните от тях са силната климатична зависимост и относително краткия часови диапазон, на денонощна база, в който произвеждат електроенергия.

До момента, този ефект се компенсира чрез експлоатация на водно електрическите централи, които са сравнително гъвкави и могат бързо да бъдат включвани в режим на генерация. Тяхната инсталирана мощност, на този етап не се увеличава, а и поради продължителната суша, водния ресурс значително намалява, поради което, производството от тях ще намалява. Това ще създаде допълнителни проблеми при балансиране на електроенергийната система.

Таблица 2. Инсталирани мощности за 2023 г.

Тип мощност	MW	Изменение 2023/2022, %	Дял, %
АЕЦ	2 000	0.0	14.0
ТЕЦ - лигнит	4 119	0.0	28.9
ТЕЦ - черни въглища	356	0.0	2.5
ТЕЦ - газ	695	-46.8	4.9
ВЕЦ	3 216	0.0	22.5
ВяЕЦ	705	0.0	4.9
ФЕЦ	3 092	79.1	21.7
ЕЦ на биомаса	79	2.6	0.6
Обща инст. мощност	14 262	5.6	100.0



Фигура 3. Дял от общата инсталирана мощност по тип генерация.

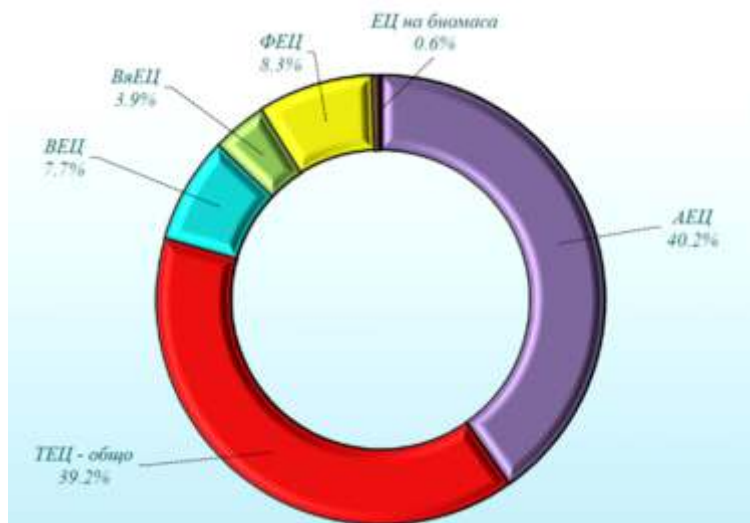
Единственият технологично оправдан начин за преодоляване на недостатъците на климатично зависимите инсталирани мощности е паралелно с тяхното изграждане да се развиват и акумулиращи мощности. Такива решения включват помпено акумулиращи водно-електрически централи (ПАВЕЦ) и технологии, базирани на водород. ПАВЕЦ представляват доказан метод за съхранение и управление на енергия, като позволяват ефективно балансиране на мрежата чрез използване на излишната енергия за изпомпване на вода в резервоари, която в последствие може да бъде освобождавана за производство на електроенергия при необходимост. От друга страна, водородните технологии предлагат перспективни възможности за дългосрочно съхранение на енергия и могат да допълнят устойчиво електроенергийната система в бъдеще.

Таблица 3. Брутно електропроизводство за 2023 г.

Тип мощност	MWh	Изменение 2023/2022, %
АЕЦ	16 166 599	-1.8
ТЕЦ - общо	15 757 953	-40.5
ВЕЦ	3 100 152	-18.6
ВязЕЦ	1 583 852	5.7
ФЕЦ	3 334 895	64.9
ЕЦ на биомаса	234 441	-26.4
Общо електропроизводство	40 177 891	-20.6

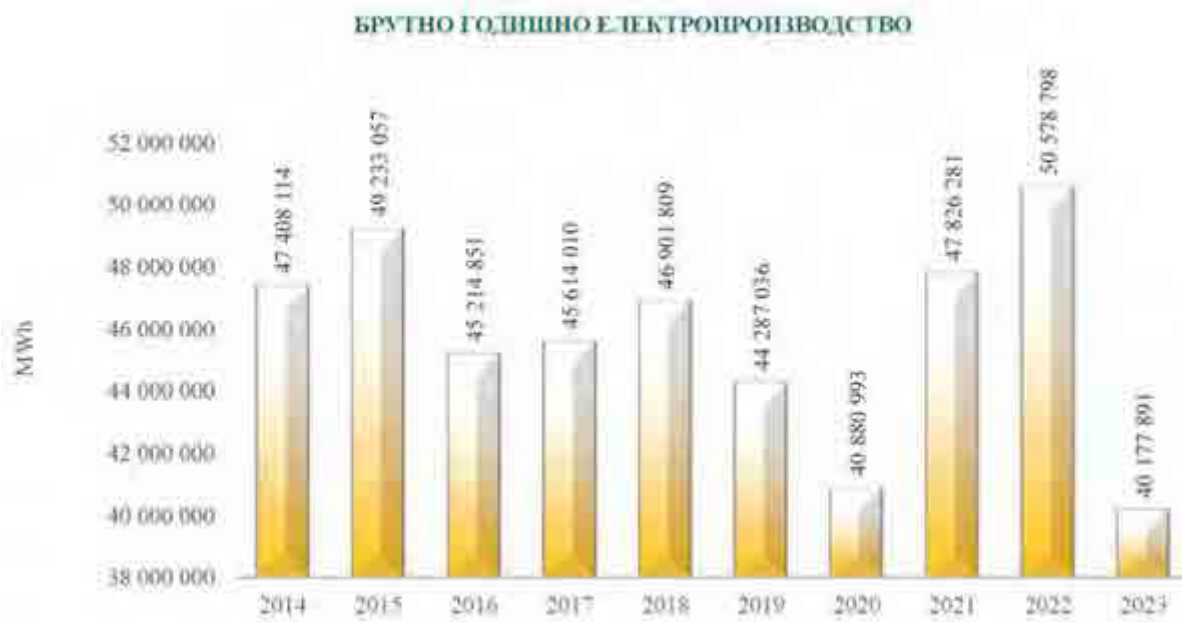


Допълнително задълбочаване на тези диспропорции и изкривяване на пазара на електроенергия ще бъде предизвикано от ограничаване на производството на електроенергия от въглищните централи, тоест ще се намали техният дял от общото производство. Това ще доведе до намаляване на производството на електроенергия от базови мощности.



Фигура 4. Дял от общото брутно електропроизводство по тип генерация.

От фигури 3 и 4 се вижда, че при сегашните пропорции между базови и климатично зависими мощности, наблюдаваме, брутно електропроизводство на електроенергия от фотоволтаични електроцентрали 8.3 процента при 21.7 процента инсталирани мощности от този тип. При запазване на сегашните тенденции за увеличаване на този тип инсталирани мощности няма да постигаме адекватно увеличаване на производството на електроенергия и ще увеличаваме нивата на негативни диспропорции при поддържане баланса на електроенергийната система.



Фигура 5. Брутно годишно електропроизводство.



Всички тези технологични фактори влияят пряко и върху брутно годишно електропроизводство, както се вижда от фиг. 5.

Изводи:

Като утвърден нетен износител на електроенергия за региона, България има стратегическа цел до 2053 г. да запази и развие тази роля, осигурявайки своята водеща позиция в енергийния сектор. Прогнозите на съседните държави показват, че България не може да разчита на тях за подкрепа в пикови моменти на потребление. Вместо това, тези държави ще продължат да имат нужда от внос на електроенергия и от системи за съхранение на енергия от възобновяеми източници. Това създава значителна възможност за България да затвърди стратегическото си предимство чрез развитие на електроенергийната инфраструктура и инвестиции в иновации, които да осигурят дългосрочна енергийна стабилност и устойчивост [9,10,22,25,26,27,28,29].

За постигането на тази цел са необходими спешни мерки в няколко направления: изграждане на нови базови мощности като допълнителни ядрени блокове в АЕЦ „Козлодуй“ и развитие на АЕЦ „Белене“ с модерни технологии; привеждане в изправност и разширяване на капацитета на ПАВЕЦ „Чаира“; изграждане на нови помпено акумулиращи мощности, където е възможно, чрез използване на речна и морска вода; развитие на акумулиращи мощности на базата на водородни технологии; изследвания на възможностите за използване на местни енергийни източници, като сероводород от Черно море; внедряване на иновативни технологии за генериране на енергия от възобновяеми източници, като енергийни генератори от морските вълни. Важно е също така държавните органи да ускорят усилията си за внедряване на нови технологии в областта на енергийната ефективност на сгради, промишлени системи и ко-генериращи мощности. Тези стъпки ще позволят на България да укрепи своята позиция и да отговори на нарастващите нужди на региона.

Използвана литература:

1. STATISTICAL BOOK 2023, ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR EAD
2. Strategic Vision for the Development of the Electricity Sector of the Republic of Bulgaria 2023 - 2053, Ministry of Energy of the Republic of Bulgaria
3. Strategy for Sustainable Energy Development of the Republic of Bulgaria until 2030, with a horizon until 2050 – Draft from 2021., <https://www.parliament.bg/pub/cW/>
4. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_bg
5. <https://www.consilium.europa.eu/bg/policies/green-deal/>
6. Integrated Energy and Climate Plan of the Republic of Bulgaria 2021 - 2030, with a horizon until 2050.
7. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg_final_necp_main_bg.pdf
8. <https://dv.parliament.bg/DVWeb/showMaterialDV.jsp?idMat=147724>
9. Radostin Dolchinkov, Atanas Yovkov, Velizar Todorov, Kristian Ventsislavov, Integrated platform for vehicle charging based on renewable energy resources, 12th International Conference, ICTRS 2023, Rhodes, Greece, September 18-19, 2023, Proceedings, ISBN 978-3-031-49262-4, eBook ISBN 978-3-031-49263-1
10. Silvia Letskovska, Milen Baltov, Kamen Seymenliyski, Radostin Dolchinkov, BLACK SEA – A RENEWABLE SOURCE OF ENERGY AND RESOURCES, BSU Yearbook, volume XLII, 2020, ISSN: 1311-221X, pp. 211 – 238
11. Kamen Seymenliyski, THE STRUCTURE OF PRODUCTION - A LEADING FACTOR FOR FORMING ELECTRICITY PRICES, BSU, 2021, vol. XLIV, pp. 116 - 126, ISSN: 1311-221X
12. Radostin Dolchinkov, SPECIFIC ASPECTS OF WIND GENERATORS. BSU Yearbook, volume XLII, 2020, ISSN: 1311-221X, pp. 80 – 103
13. Eldar Zaerov, Silvia Letskovska, ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY PLANTS BASED ON THE POTENTIAL OF ENERGY FROM SEA WAVES, BSU Yearbook, volume XLII, 2020,



ISSN: 1311-221X, pp. 333–358

14. Silvia Letskovska, SOFTWARE PRODUCTS FOR DETERMINING THE ENERGY CHARACTERISTICS OF BUILDINGS, BSU Yearbook, volume XLIV, 2021, ISSN: 1311-221X, pp. 223–231

15. Radostin Dolchinkov, Hristo Mihaylov, SAFETY IN THE OPERATION OF NUCLEAR ENERGY SYSTEMS, Annual of the Bulgarian University of Science and Technology, vol. XLVIII, 2023., ISSN: 1311-221X, pp. 240–247

16. R. Dolchinkov, Hr. Mihaylov, ENGINEERING SAFETY IN THE OPERATION OF ENERGY SYSTEMS, Year. of BSU, volume XLVIII, 2023., ISSN: 1311-221X, pp. 330–345

17. Dolchinkov R., Mechanisms and machines in RES, Electronic journal of CITN for computer science and communications, i. 3, ISSN 1314-7846, pp. 31-42, 2013

18. Matsankov M., Ivanova, M, Selection of optimal variant of hybrid system under conditions of uncertainty, The 2nd International Conference on Electrical Engineering and Green Energy Roma, Italy, June 28 - 30, 2019, <https://www.e3sconferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/41/contents/contents.html>, E3S Web of Conferences, 2019, 115, 01007

19. Dolchinkov R., P. Georgieva, Efficiency of solar tracking systems. Annual of the Bulgarian Solar University, vol. XXVIII, pp. 243-255, 2012, ISSN 1311-221-X

20. Eldar Zaerov, Increasing the productivity of solar panels with flat reflectors, BSU, Volume XLIV, 2021, pp. 290-296, ISSN: 1311-221X

21. Eldar Zaerov, Use Of Perovskit In Solar Energy, Yearbook BSU 2018, Volume XXXVIII ISSN: 1311-221X, p. 255 - 260.

22. Eldar Zaerov, Study of the potential for hydrogen production with photovoltaic power plant and fuel cell Yearbook, BSU 2015, volume XXXI ISSN: 1311-221X, p. 36–39

23. Ginko Georgiev, Borislav Tsvetanov, ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY IN JOINT OPERATION BETWEEN POWER SUPPLY SYSTEM AND PHOTOVOLTAIC POWER PLANT, BSU – YEARBOOK, vol. XLVI, 2022, pp. 116-121, ISSN: 1311-221X

24. Plamen A. Angelov, "Simulation of a small PV system installed in an urban environment

- part.1", International scientific conference "Digital transformations, media and social inclusion", BSU Burgas, 2020, ISBN 978-619-7126-92-1, pp.432-436

25. Plamen A. Angelov, "Simulation of a small PV system installed in an urban environment - part.2", International Scientific Conference "Digital Transformations, Media and Public Inclusion", BSU Burgas, 2020, ISBN 978-619-7126-92-1, pp.437-443

26. Daniela Mareva, Main directions for improving the efficiency of the renewable energy system, part 1, Bulgarian University of Social Sciences, Yearbook of Bulgarian University of Social Sciences 23, volume XLVIII, ISSN: 1311-221X, pp. 172–177

27. Daniela Mareva, Innovations in the production of photovoltaic panels, Bulgarian Solar University, BSU Yearbook 2019, volume XL ISSN: 1311-221X, pp. 282–285

28. Nedelcheva St. M. Matsankov, Analysis of methods for forecasting electrical loads in electrical networks, Proceedings of TU – Sliven, No. 1, 2019, pp. 44–49, ISSN 1312-3920

29. Bakardjieva J., M. Matsankov and S. Slavov, Sectioning of branches of distribution networks with connected wind power plants, International Conference on Technics, Technologies and Education (ICTTE) Nov. 2020, DOI 10.1088/1757-899X/1031/1/012046, <https://iopscience.iop.org/issue/1757-899X/1031/1>