



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Министерство на енергетиката

**СТРАТЕГИЯ ЗА УСТОЙЧИВО ЕНЕРГИЙНО
РАЗВИТИЕ НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
ДО 2030 ГОДИНА С ХОРИЗОНТ
ДО 2050 ГОДИНА**

СЪДЪРЖАНИЕ

ВЪВЕДЕНИЕ	3
ЕВРОПЕЙСКИ ПОЛИТИКИ И НАСОКИ ЗА РАЗВИТИЕ ДО 2030 г.....	4
НАЦИОНАЛНИ ЦЕЛИ И ПРИОРИТЕТИ ЗА ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ ДО 2030 г. С ХОРИЗОНТ ДО 2050 г.....	4
I. ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ И УСТОЙЧИВО ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ	5
1. Европейска рамка.....	5
2. Състояние на енергийната сигурност	7
3. Национални цели и политики	14
II. РАЗВИТИЕ НА ИНТЕГРИРАН И КОНКУРЕНТЕН ЕНЕРГИЕН ПАЗАР	32
1. Европейска рамка.....	32
2. Състояние на енергийния пазар	32
3. Национални цели и политики	34
• <i>Пазар „Ден напред“</i>	36
• <i>Пазар „В рамките на деня“</i>	37
III. ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ	40
1. Европейска рамка.....	40
2. Състояние на енергийната ефективност.....	41
3. Национални цели и политики	41
IV.УСТОЙЧИВО ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ ЗА ЧИСТА ЕНЕРГИЯ И ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ НА ИКОНОМИКАТА	42
1. Европейска рамка.....	42
2. Състояние на потреблението на енергия от възобновяеми източници .	43
3. Национални цели и политики	44
V. ВНЕДРЯВАНЕ НА ИНОВАТИВНИ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВИТИЕТО НА ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР	50
1. Европейска рамка.....	50
2. Национални цели и политики	51
VI.ЕНЕРГИЙНИ ПРОГНОЗИ ДО 2030 Г. С ХОРИЗОНТ ДО 2050 Г.	53
1. Макроикономически прогнози за населението, БВП, цени на изкопаемите горива и въглеродните емисии	54
2. Прогнози за изменението на основните енергийни показатели до 2030 г. с хоризонт до 2050 г.....	55
VII. МОНИТОРИНГ И АКТУАЛИЗАЦИЯ	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
Списък на съкращенията.....	67

ВЪВЕДЕНИЕ

Стратегията за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година, с хоризонт до 2050 година, е разработена на основание чл. 4, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и отразява визията на държавата за развитие на енергийния сектор до 2030 г., с хоризонт до 2050 г., съобразена с актуалната европейска рамка на енергийната политика и световните тенденции в развитието на новите енергийни технологии.

В Стратегията за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година, с хоризонт до 2050 година, (Стратегията) са заложили общите европейски политики и цели за развитие на енергетиката и за ограничаване изменението на климата, като са отразени националните специфики в областта на енергийните ресурси, производството, преноса и разпределението на енергия. Дефинирани са основните стратегически решения, насочени към постигането на националните цели и гарантирането на българските интереси.

Стратегията отразява ясно тенденциите, мерките и политиките в областта на енергийната сигурност, енергийната ефективност, либерализацията на електроенергийния и газовия пазар и интегрирането им в общия европейски енергиен пазар, развитието и внедряването на нови енергийни технологии. Тези политики намират отражение и в Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021 - 2030 г., с хоризонт до 2050 г., който е изготвен в изпълнение на Регламент (ЕС) 2018/1999 относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата.

Стратегията определя общата рамка за провеждане на енергийната политика в Република България до 2030 г., с хоризонт до 2050 г. и е разработена на базата на анализ за състоянието на сектор Енергетика в страната и региона и оценка на неговия потенциал. Отчетени са: (1) натрупаният през годините опит при управление на енергийната система в страната; (2) потенциалът за работа на съществуващите производствени енергийни мощности, след тяхната рехабилитация и модернизация; (3) необходимостта от изграждане на нови електропроизводствени мощности, отговарящи на екологичните изисквания и най-високите критерии за безопасност и устойчивост; (4) необходимостта от ускорено внедряване на нови високоефективни енергийни технологии и мерки, водещи до значимо намаление на енергийното потребление и разходите за енергия.

ЕВРОПЕЙСКИ ПОЛИТИКИ И НАСОКИ ЗА РАЗВИТИЕ ДО 2030 г.

С цел да се осигури на потребителите в Европейския съюз (ЕС) сигурно, устойчиво, конкурентоспособно и достъпно снабдяване с енергия, Европейската комисия (ЕК) прие Рамкова стратегия за устойчив енергиен съюз с ориентирана към бъдещето политика по въпросите на изменението на климата. Като резултат от тази стратегия е създаден Енергиен съюз, който е свързан основно с преобразуването на енергийната система на Европа и въвеждането на всеобхватна и правно обвързваща рамка за постигане на целите на Парижкото споразумение. В основата на Енергийния съюз е ефективното използване на ресурсите, развитието на вътрешния енергиен пазар, ангажирането на гражданите с енергийния преход, възможността те да се ползват от новите технологии, за да намалят сметките си, активното им участие на пазара и защитата на уязвимите потребители. В Енергийния съюз тясно се преплитат пет измерения, които да допринесат за постигане на по-голяма енергийна сигурност, устойчивост и конкурентоспособност: (1) енергийна сигурност, солидарност и доверие; (2) интегриран европейски енергиен пазар; (3) енергийна ефективност; (4) декарбонизация на икономиката; (5) изследвания, иновации и конкурентоспособност.

С приемането на законодателния пакет „Чиста енергия за всички европейци“, Европейският съюз въвежда ясни и амбициозни цели до 2030 г. в областта на енергията от възобновяеми източници (ВИ) и енергийната ефективност. Пакетът от мерки цели да се създадат условия за развитие на конкурентен, гъвкав и ориентиран към потребителите пазар на енергия, както и на устойчива, модерна и неутрална по отношение на климата икономика. Очакванията са новата регулаторна рамка да даде възможност на потребителите да бъдат активна част от енергийната система и да управляват търсенето и предлагането, като им се предостави информация, достъп до надеждни инструменти за ценови сравнения, избор и възможности да действат гъвкаво.

НАЦИОНАЛНИ ЦЕЛИ И ПРИОРИТЕТИ ЗА ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ ДО 2030 г. С ХОРИЗОНТ ДО 2050 г.

В изпълнение на ангажиментите на Република България за постигане целите на европейската енергийна политика за създаване на Енергиен съюз, в Стратегията за устойчиво енергийно развитие на страната до 2030 г., с хоризонт до 2050 г., са заложили следните основни приоритети:

1. Гарантиране на енергийната сигурност и устойчивото енергийно развитие;

2. Развитие на интегриран и конкурентен енергиен пазар и защита на потребителите чрез гарантиране на прозрачни, конкурентни и недискриминационни условия за ползване на енергийни услуги;
3. Повишаване на енергийната ефективност в процесите от производство до крайно потребление на енергия;
4. Устойчиво енергийно развитие за чиста енергия и декарбонизация на икономиката;
5. Внедряване на иновативни технологии за устойчиво енергийно развитие.

Във връзка с изпълнението на тези национални енергийни приоритети до 2030 г., с хоризонт до 2050 г., и за осигуряване приноса на България за изпълнение на общата европейска енергийна политика са заложили следните цели до 2030 г.:

- Намаляване на първичното енергийно потребление в сравнение с базовата прогноза PRIMES 2007 - 27.89%;
- Намаляване на крайното енергийно потребление в сравнение с базовата прогноза PRIMES 2007 - 31.67%;
- 27.09% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия;
- най-малко 15% междусистемна електроенергийна свързаност.

При определяне на националните приоритети и цели за енергийно развитие до 2030 г., са отчетени следните ключови фактори:

1. Изпълнение на европейските политики и цели в областта на енергетиката и климата;
2. Прогноза за макроикономическите показатели на страната;
3. Отчитане спецификата на националния енергиен микс, наличните местни енергийни ресурси, гарантиране на енергийната сигурност, конкурентоспособността на икономиката, както и социалното отражение на прехода към декарбонизация;
4. Прогнозите за производство и потребление на енергия в страната и региона.

I. ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ И УСТОЙЧИВО ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ

1. Европейска рамка

Съгласно решенията от Споразумението по Рамковата конвенция на ООН за изменение на климата в Париж (Парижкото споразумение от 2015 г.), страните се ангажират да предприемат мерки за задържане покачването на средната температура в световен мащаб до значително под 2°C над нивата от

прединдустриалния период. В тази връзка, Европейската комисия (ЕК) прие редица законодателни мерки и инициативи на ниво ЕС. Централно място в политиката на ЕС в областта на енергетиката и климата до 2030 г. заемат: 40%-ното намаление на емисиите на парникови газове спрямо равнището от 1990 г. чрез преход към нисковъглеродна икономика, подобрене на енергийната ефективност най-малко с 32.5%, нова обвързваща цел от поне 32% дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия, както и поне 15% междусистемна електроенергийна свързаност.

Основен приоритет на ЕС в сектор „Енергетика“ е разнообразяването на енергийните източници в Европа и гарантирането на енергийната сигурност чрез солидарност и сътрудничество между държавите членки, засилване диверсификацията на енергийните доставки на ЕС и разработването и използването на местните енергийни ресурси.

Основната цел е обезпечаване сигурността на енергийните доставки, което гарантира непрекъснати и адекватни доставки на енергия за всички потребители чрез разнообразяване на източниците. За постигането на тази цел, на ниво ЕС беше приет законодателния пакет „Чиста енергия за всички европейци“.

Приети бяха Регламент (ЕС) 2018/1999 за управлението на енергийния съюз и действия в областта на климата, Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия, Регламент (ЕС) 2019/942 за създаване на Агенция на Европейския съюз за сътрудничество между регулаторите на енергия, Директива (ЕС) 2019/944 относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС, Директива (ЕС) 2018/2001 за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници, Директива (ЕС) 2018/844 за изменение на Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите и Директива (ЕС) 2018/2002 за изменение на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност. Приет е и Регламент (ЕС) 2019/941 за готовност за справяне с рискове в електроенергийния сектор, който поставя обща рамка от правила за предотвратяване на кризи в снабдяването с електрическа енергия, за подготовка и за управление на такива ситуации, както и за гаранция, че мерките се предприемат координирано и ефективно.

В областта на природния газ е приета Директива (ЕС) 2019/692 за изменение на Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ. За гарантиране на непрекъснатостта на доставките на природен газ на цялата територия на ЕС, в случай на трудни климатични условия или прекъсвания на доставките на природен газ е приет Регламент (ЕС) 2017/1938 относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ.

С цел да се насърчи намалението на емисии на парникови газове по разходоефективен и икономически ефективен начин, е приета Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14.03.2018 г. за изменение на Директива 2003/87/ЕО за засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции.

Завишени са изискванията по отношение на емисионните нива за серен диоксид, азотни оксиди, живак и др., които се отделят от топлоелектрическите централи, в т. ч. и тези, изгарящи въглища. Тези изисквания са въведени с приетите в изпълнение на Директива 2010/75/ЕС относно емисиите от промишлеността. Заключение за най-добри налични техники за големи горивни инсталации.

С цел да се осигури адекватността на националните ресурси, ЕС прие Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия, с който се дава възможност на държавите членки да въведат механизъм за осигуряване на капацитет в случай на опасения относно адекватността на националните ресурси, който функционира на пазарен принцип и който трябва да бъде съобразен с изискванията по отношение на допустимите стойности на емисии на CO₂ от 550 grCO₂/kWh електрическа енергия и ограничението от 350 kgCO₂ от изкопаеми горива средно на година за инсталирана мощност в kW от 01 юли 2025 г.

Важно място в цялостната европейска политика в областта на енергетиката продължава да заема гарантиране спазването на най-високите нива на ядрена безопасност, отговорно и сигурно управление на радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво. Правилата на ЕС за развитие на ядрената енергетика са стриктно регулирани и от Договора за Евратом. С Директива 2014/87/Евратом, се определя общата рамка на ЕС за ядрена безопасност за всички ядрени инсталации, вкл. за изследователски съоръжения и се въвежда изискване за партньорски проверки относно нивото на ядрената безопасност. Прилагат се и изискванията на Директива 2011/70/Евратом на Съвета, свързани с ядрената безопасност, готовността за управление на аварии, управлението на радиоактивните отпадъци и отработено ядрено гориво и условията на Директива 2006/21/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно управлението на отпадъци от миннодобивните индустрии.

2. Състояние на енергийната сигурност

2.1 Енергийни ресурси

➤ Използване на местни въглища

Основният местен енергиен ресурс, с който разполага България и има важна роля за гарантиране на енергийната сигурност, са лигнитните въглища. Те

представляват 95.9% от общия добив, а 4.1% е добивът на кафяви въглища през 2019 г. Месните въглища осигуряват 39% (2019 г.) от брутното производство на енергия в страната. От добитите 28 млн. тона въглища през 2019 г., за производство на електрическа и топлинна енергия са вложени 95.6%, за производство на брикети - 3.8%, за отопление на населението - 0.1% и за собствените нужди на добивните предприятия - 0.5%. Мини "Марица изток" ЕАД е основен производител с дял от 98% от общия добив на лигнитни въглища в страната през 2019 г. Въглищата са енергийният ресурс с най-голям дял от местните енергийни ресурси. Наличието на този местен ресурс е гарант за стабилността и сигурността на енергийната система на страната.

Добивът на лигнитни въглища се осъществява в: Мини „Марица изток“ ЕАД, Мина „Бели брег“ АД, Мина „Станянци“ АД и Участък „Канина“, гр. Перник.

Находището в Маришкия басейн, предоставено на концесия на Мини „Марица изток“ ЕАД, е с налични запаси в размер на 1 459 млн. т. Това е най-перспективното и структуроопределящо предприятие за добив на въглища в Република България. Дружеството има дългосрочен потенциал за развитие на рудниците и добива на въглища през следващите 50-60 години.

➤ **Добив и доставка на нефт и природен газ**

Към настоящия момент, държавата разполага с доказани, но незначителни количества залежи на природен газ и нефт. Предоставени са 18 концесии от групата подземни богатства – нефт и природен газ, като 14 от тях са в сухоземните територии и в ограничени количества се добива нефт и кондензат.

През 2019 г. са добити 22 млн. тона нефт, което е недостатъчно за покриване нуждите на вътрешния пазар. Предвид ниския добив, потребностите от нефт в страната се обезпечават с внос.

Досега на територията на Република България няма открити значими залежи на природен газ. Към момента добивът в страната е ограничен, покриващ малко над 1% от годишното потребление. Добивът на природен газ в страната през 2019 г. възлиза на 29 млн. м³, като тенденцията е за бързо изчерпване на съществуващите находища.

За покриване нуждите на българските потребители от природен газ се разчита основно на внос. През 2019 г. от Руската Федерация са внени 2 778 млн. м³ природен газ, което представлява 85.7% от общо внесения в страната природен газ. През 2019 г., България реализира за първи път алтернативни доставки на втечен природен газ от шест източника, в т.ч. и от САЩ. Доставените количества достигнаха 0,5 млрд. м³ газ на конкурентни цени.

Важен елемент, свързан със сигурността на доставките на природен газ, е подземното газово хранилище в Чирен. Капацитетът му е 550 млн. м³ природен газ.

➤ **Ядрена енергетика**

Ядрената енергетика играе важна роля за гарантиране на националната, регионалната и европейската енергийна сигурност, като в същото време предоставя енергия на достъпни цени и е ключов елемент за преминаване към нисковъглеродна икономика. През 2019 г. делът на ядрената енергия в структурата на произведената електрическа енергия по видове енергоносители в страната е 37%.

Важен елемент, свързан с енергийната сигурност на страната, е успешното изпълнение на проекта за продължаване на експлоатационния ресурс на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ с още 30 години. В съответствие с националното законодателство, през 2017 г. и през 2019 г. Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) удължи лицензиите за експлоатация на 5 и 6 блок за нов десетгодишен период.

Поради своята мащабност работата по проекта за продължаване на срока на експлоатация бе разчетена в два основни етапа:

- В първия етап, общ за двата блока, бе направено Комплексно обследване и оценка на остатъчния ресурс на оборудването и съоръженията на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“.

Резултатите от комплексното обследване показаха, че техническото състояние на конструкциите, системите и компонентите на 5 и 6 блок съответства на изискванията на нормативните, проектно-конструкторските и действащите в АЕЦ „Козлодуй“ експлоатационни документи.

- По време на втория етап бяха изпълнени програмите за подготовка за дългосрочна експлоатация, в които са включени конкретни мерки, определени в резултат на извършеното комплексно обследване.

Друг важен елемент, с особено значение за енергийната сигурност на страната, е успешното изпълнение на проекта за увеличаване на инсталираната електрическа мощност на всеки един от блоковете на АЕЦ „Козлодуй“ до 104% Nном, т.е. от 1 000 MW на 1 040 MW. Това е постигнато чрез повишаване на топлинната мощност на всеки блок от 3 000 MW на 3 120 MW.

➤ **Възобновяеми енергийни източници**

Друг местен енергиен ресурс, с който разполага страната, е енергията от възобновяеми източници (водна, вятърна, слънчева, геотермална и енергия от биомаса). Делът на енергията от ВИ в производството на първична енергия през 2018 г. е 21.52% (по данни на НСИ).

През 2012 г. България постигна задължителната национална цел от 16% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в страната за 2020 г.

През следващите години постигнатият дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия продължи да надвишава определената за 2020 г. национална цел, като основен принос за това е увеличаване използването на енергия от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане. В сектор електрическа енергия се наблюдава постигане на по-висок дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия от определените в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници. Използването на енергия от ВИ в сектор транспорт бързо се увеличи, като в периода 2013-2015 г. постигнатите стойности за дял на енергията от ВИ надхвърля определените в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници. След 2015 г. извършените промени в европейското законодателство, свързани с въвеждане на ограничения при отчитане на конвенционалните биогорива за целта в сектор транспорт, доведоха до забавяне увеличаването на потреблението на енергия от ВИ. В таблица 1 е представено изпълнението на националната цел и на секторните цели за периода 2011 – 2018 г.:

Таблица 1: Изпълнение на националната цел и на секторните цели (2011-2018 г.)¹

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ВИ-Е	12.6%	15.8%	18.7%	18.7%	19.0%	19.1%	19.0%	22.1%
ВИ-ТЕ и ЕО	24.8%	27.2%	29.2%	28.5%	28.9%	30.0%	29.9%	33.3%
ВИ-Т	0.8%	0.6%	5.8%	5.7%	6.4%	7.2%	7.2%	8.1%
Брутно крайно потребление на енергия от ВИ	14.2%	15.8%	18.9%	18.0%	18.3%	18.8%	18.7%	20.5%

Източник: По данни на SHARES tool 2018, Евростат

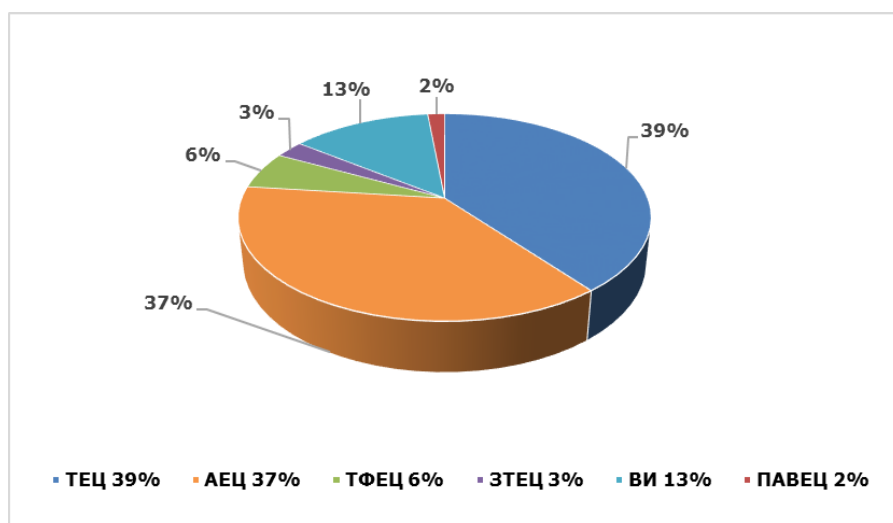
2.2 Производство на електрическа енергия и топлоснабдяване

➤ Производство на електрическа енергия

Република България разполага с разнообразен електропроизводствен микс. В структурата на производство на електрическа енергия доминират топлоелектрическите централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД. Процентното разпределение по видове централи е показано на следващата фигура.

¹ ВИ-Е - Дял на електрическата енергия от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия;
ВИ-ТЕ и ЕО - Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ в брутното крайно потребление на топлинната енергия и енергията за охлаждане;
ВИ-Т - Дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в сектор транспорт

Фигура 1: Структура на брутното производство на електрическа енергия по видове централи (2019 г.), %



Източник: Констативен гориво-енергиен баланс за 2019 г., МЕ

Електропроизводствените мощности осигуряват потреблението в страната и дават възможност за износ на електрическа енергия. Към настоящия момент, нетно инсталираните мощности за производство на електрическа енергия в ЕЕС са 12 400 MW, а разполагаемата мощност е 8 300 MW.

Базовите електропроизводствени мощности в страната са „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и кондензационните електроцентрали на въглища. Отговорността за покриване измененията на товара в денонощен и сезонен разрез е възложена на големите водноелектрически и помпено-акумулиращи централи.

Общата инсталирана мощност на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е 2 080 MW, с които се осигурява ежегодно над една трета от електропроизводство в страната. През 2019 г. атомната централа е произвела 37% от брутното производство на електрическа енергия.

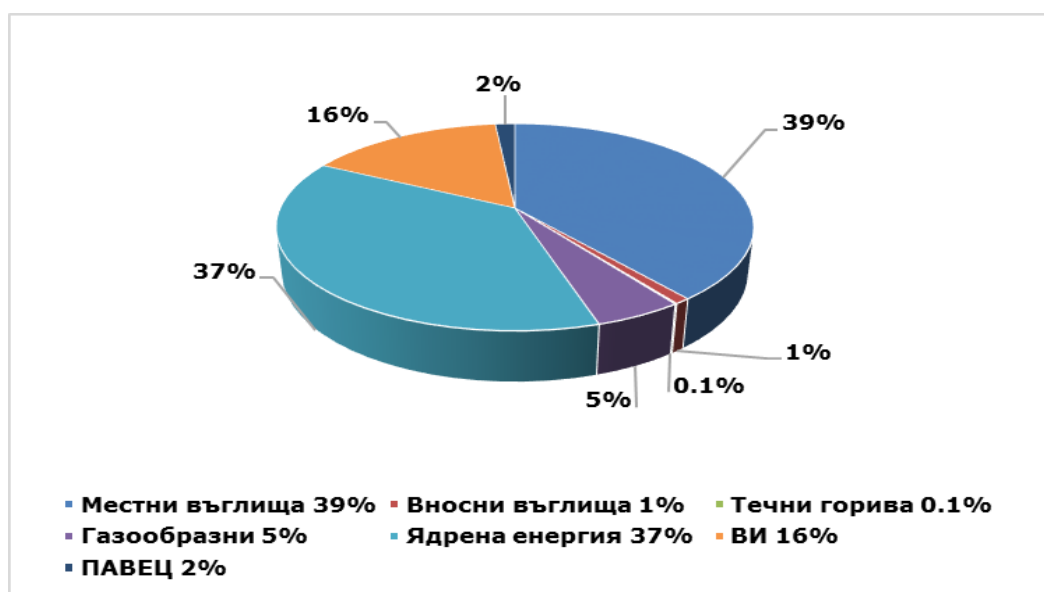
Общата инсталирана мощност на топлоелектрическите централи („ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, ТЕЦ „Ей и ЕС- 3С Марица изток I“ ЕООД и ТЕЦ „Бобов дол“), използващи местни въглища, е 3 848 MW. През 2019 г. тези централи са произвели 39% от брутното производство на електрическа енергия в страната.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е най-голямата топлоелектрическа централа в България с обща инсталирана мощност от 1 610 MW.

Основните балансиращи и регулиращи мощности в ЕЕС на България са големите водноелектрически централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД). НЕК ЕАД е собственик на 30 водноелектрически централи (ВЕЦ и ПАВЕЦ) с обща инсталирана мощност 2 713 MW в турбинен режим и 937 MW в помпен режим.

Основното производство на електрическа енергия на компанията се получава от четиринадесетте големи ВЕЦ, които са с обща инсталирана мощност 2 480 MW. Те са групирани в четири каскади "Батак", "Доспат-Въча", "Арда" и "Белмекен-Сестримо-Чаира" и са предназначени за покриване на върховите натоварвания и регулиране на параметрите на ЕЕС.

Фигура 2: Структура на произведената електрическа енергия по видове енергоносители (2019 г.), %



Източник: Констативен гориво-енергиен баланс за 2019 г., МЕ

През 2019 г. брутното производство на електрическа енергия възлиза на 44 TWh, като 76.6% от него е от местни въглища и ядрена енергия (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител), 15.8% - от енергия от ВИ, 6.0% - от вносни горива (вносни въглища, газообразни и течни горива) и 1.6% - от ПАВЕЦ. Това производство покрива изцяло нуждите от електрическа енергия в страната (39 TWh брутно вътрешно потребление за 2019 г.) и позволява България да е нетен износител на електрическа енергия. През 2019 г. търговският износ е 8.8 TWh, а вносът е 3 TWh.

➤ **Топлоснабдяване**

Централизираното топлоснабдяване е един от най-ефективните начини за снабдяване с топлинна енергия и е значим фактор за спестяване на първична енергия. Топлофикационните дружества са гарант за качествено доставяне на топлинна енергия на потребителите в страната. Топлофикационните дружества (ТФЕЦ) на територията на страната са 12, като 11 са частна собственост, а „Топлофикация София“ ЕАД е 100% собственост на Столичната община.

Домакинствата, администрацията и бизнесът в най-големите градове - София, Пловдив, Варна, Бургас, Русе, Плевен, Перник, Враца, Сливен и др., ползват техните услуги. За нуждите на индустрията се използва топлинна енергия, произведена от заводски топлоелектрически централи (ЗТЕЦ).

В голяма част от топлофикационните дружества, които преди 10 - 15 г. бяха само със съоръжения за производство на топлинна енергия, се направиха значителни инвестиции в посока инсталиране на газови двигатели и газотурбинни модули за производство на електрическа енергия. Инсталирани бяха газови двигатели или се извърши подмяна на водогрейни котли в ЗТЕЦ и в десетки оранжерии. През 2019 г. произведената топлинна енергия в страната от ТФЕЦ и ЗТЕЦ е около 14 TWh.

През 2019 г. брутното производство на топлинна енергия е 14 ТВтч, като най-голям относителен дял имат ТФЕЦ – 54.0%, следвани от ЗТЕЦ – 45% и АЕЦ – 1%.

Крайното потребление на топлинна енергия през 2019 г. възлиза на 11 ТВтч, като най-голямо дялово участие имат небитовите клиенти (промишлени и стопански) – 64%, следвани от битовите клиенти с 31% и небитовите (бюджетни) с 5%. Топлинната енергия, произведена от заводските централи, се използва за технологични нужди от самите централи и от потребители предимно от промишлеността.

Крайното потребление на топлинна енергия, произведена от ТФЕЦ и АЕЦ през 2019 г., възлиза на 5.5 ТВтч. Основен потребител на произведената топлинна енергия от ТФЕЦ и АЕЦ са битовите клиенти. Разпределението на реализираната топлинна енергия на крайни клиенти е следното: битови клиенти – 62%, небитови (промишлени и стопански) – 27% и небитови (бюджетни) – 11%.

Съгласно Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за изменение на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност всички измервателни уреди или топлинни разпределители, монтирани след 25 октомври 2020 г., следва да са устройства с дистанционно отчитане. По този начин крайните ползватели на топлинна енергия ще получават информация, в т.ч. и по електронен път, за реално потребеното от тях количество топлинна енергия. До 1 януари 2027 г. измервателните уреди и топлинните разпределители, които вече са инсталирани, но не са с възможност за дистанционно отчитане, следва да бъдат преустроени така, че да могат да се отчитат дистанционно или да бъдат заменени с уреди с възможност за дистанционно отчитане.

2.3. Енергийна свързаност

Българската ЕЕС работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез: четири междусистемни електропровода (ЕП) 400 кV България-Румъния; два ЕП 400 кV България-Турция; един ЕП 400 кV България-Сърбия; един ЕП 400 кV България – Република Северна Македония и един ЕП 400 кV България- Гърция.

При тези междусистемни връзки преносният капацитет за износ е 1 950 MW, а за внос е 1 590 MW, при които електрическата междусистемна свързаност при износ е 16.2%, а при внос е 13.2%.

Газопреносната мрежа на България има следните изградени и действащи междусистемни връзки с мрежите на следните съседни страни: две междусистемни връзки с Румъния („Негру Вода/Кардам“ и „Русе/Гюргево“); една връзка с Република Гърция („Кулата/Сидерокастро“); една връзка с Република Северна Македония („Гюешево/Жидилово“) и една връзка с Турция („Странджа/ Малкочлар“).

Доставяното от Руската Федерация основно количество природен газ в страната е осигурено от междусистемната връзка „Негру Вода/Кардам“ до края на 2019 г., а от началото на 2020 г. се осигурява от входната точка „Малкочлар/Странджа“. От българска страна са осигурени технически възможности за постоянен физически обратен поток на точките на междусистемно свързване с Румъния и Република Гърция, съгласно Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за пазара на природен газ. Целта на капацитета в обратната посока е той да допринесе за значително повишаване сигурността на доставките при кризисни ситуации и развитие на пазара на природен газ в страната.

3. Национални цели и политики

В съответствие с приоритетите на европейската енергийна политика, целите, които си поставя българската държава за гарантиране на енергийната сигурност и устойчивото развитие на енергетиката за периода до 2030 г., с хоризонт 2050 г., са насочени към: (1) използване на местните енергийни ресурси, при стриктно спазване на екологичното законодателство, (2) развитие на мрежовата енергийна инфраструктура и повишаване на междусистемната енергийна свързаност, (3) осигуряване адекватността и устойчивостта на националната ЕЕС, (4) диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, (5) повишаване на мрежовата и информационната сигурност на енергийната система.

3.1. Използване на местните енергийни ресурси, при стриктно спазване на екологичното законодателство

➤ Използване на местни въглища

Въглищата са енергийният ресурс, който е с най-голям дял от местните енергийни ресурси. Наличието на този местен ресурс е гарант за стабилността и сигурността на енергийната система на страната.

В изпълнение на чл. 15, параграф 4 от Директива 2010/75/ЕС операторите на големите горивни инсталации (ГГИ) са подали заявления за ползване на дерогация. В резултат на това, Изпълнителната агенция по околна среда е издала решение за комплексно разрешително на ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД за ползване на безсрочна дерогация. Към настоящия момент е в ход процедура по издаване на комплексни разрешителни за ползване на безсрочна дерогация на още три топлоелектрически централи и две топлофикационни централи.

През следващите години се очаква производителите на електрическа енергия от въглища да се изправят пред значителни предизвикателства, произтичащи от новата законодателна рамка, изискваща преход към нов нисковъглероден пазарен модел. Политиките на ниво ЕС са насочени към засилени мерки за декарбонизация. Съществено влияние върху пазара на електрическа енергия и себестойността на произвежданата електрическа енергия от различните видове производства във времеви хоризонт до 2030 г. ще имат следните политики и цели:

- Политика на ЕС, налагаща увеличаване на цената на CO₂ емисиите, посредством Европейската схема за търговия с емисии /ЕТЕ/;
- Заложена висока общоевропейска цел от 32% дял на енергия от ВИ в брутното крайното потребление на енергия. Националната цел на България е 27.09%.

Европейската схема за търговия с емисии представлява важен инструмент, въведен от ЕС за борба с изменението на климата и ключов инструмент за намаляване на емисиите на парникови газове по икономически ефективен начин. През април 2018 г. влезе в сила 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 разходноефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814. С документа се актуализират условията, при които се прилага схемата за търговия с квоти за емисии на парникови газове. Промените засягат съществени елементи от рамката за изпълнение, като:

- Горната граница за общото количество емисии ще бъде намалявана с 2,2% годишно (коефициент на линейно намаление).

- Количеството квоти, които се заделят в резерва за стабилност на пазара (РПС), ще бъде временно удвоено между 2019 и 2023 г. вкл.
- През 2023 г. ще започне да функционира нов механизъм за ограничаване на срока на валидност на квотите в РПС.

В допълнение директивата предвижда функционирането на три различни финансови механизма, които целят модернизация, диверсификация и устойчива трансформация на енергийния сектор. Подкрепяните инвестиции трябва да са в съответствие с прехода към безопасна и устойчива нисковъглеродна икономика, с целите на рамката на Съюза за политиките в областта на климата и енергетиката в периода до 2030 г. и да постигат дългосрочните цели, формулирани в Парижкото споразумение.

Отчитайки европейската политика и засилените мерки за декарбонизация, както и растящата цена на CO₂ емисиите, в разглеждания период е възможно икономическото отпадане на част от генериращите мощности при липсата на модернизации. Очаква се промените да доведат до ситуация, при която пазарът на електроенергия няма да бъде в състояние да отговори на пиковото търсене, тъй като опасенията едва ли ще бъдат решени от пазарните сили, поради вероятността от наличието на проблема на "липсващите пари", който съществува на един енергиен пазар, когато приходите от енергийния пазар сами по себе си не могат да успеят да реализират достатъчно инвестиции в капацитет.

Отчитайки производствения микс на страната, за да се гарантира сигурността на снабдяването в дългосрочен план, е изготвен анализ на адекватността на ресурсите с регионален обхват, който представя развитието на генериращите мощности при избраните сценарии в средносрочен план до 2030 г.

За преодоляването на възможните проблеми с адекватността, съпътстващи прехода към нов пазарен модел, се предвижда до 1 юли 2021 г. да се въведе общопазарен механизъм за капацитет, който да осигури необходимото ниво на сигурност, в съответствие с изчисления коефициент на надеждност. Доставчиците на капацитет ще бъдат задължени да доставят енергия, когато това е необходимо, за да се гарантира сигурността на доставките, при т. нар. стресови за системата събития или часът, в който наличния за оператора планиран диспечерируем резерв е по-нисък от нивото, необходимо за безопасно управление на мрежата.

Имайки предвид стратегическия характер на топлоелектрическите централи, произвеждащи електрическа енергия от въглища, за гарантиране на енергийната сигурност на страната, България ще продължи да разчита и за в бъдеще на ефективната работа на тези мощности.

➤ **Добив на природен газ**

Досега на територията на Република България няма открити значими залежи на природен газ. Към момента добивът от концесии в страната е с ограничен ресурс, покриващ малко над 1% от годишното потребление, като тенденцията е за бързо изчерпване на съществуващите находища. В тази връзка се търсят алтернативни решения и са предприети действия за проучване и търсене на нови находища на природен газ, както в сухоземните територии, така и в шелфа на Черно море. Високата зависимост от внос на природен газ е и сред основните рискови фактори за енергийната сигурност на страната. В тази връзка се търсят алтернативни решения и са предприети действия за проучване и търсене на нови находища на природен газ, както в сухоземните територии, така и в шелфа на Черно море – Блок „Хан Аспарух“ и Блок „Хан Кубрат“.

➤ **Възобновяеми енергийни източници**

Използването на енергията от възобновяеми източници се разглежда като съществен инструмент за намаляване на емисиите на парникови газове и е от първостепенно значение за изпълнение на политиката на страната в областта на енергетиката и околната среда. Продължаване използването на енергия от ВИ в страната ще следва определения от ЕС принцип „енергийната ефективност на първо място“ и ще бъде съобразено с технологичното развитие и иновациите.

Република България ще продължи провежданата политика за увеличаване използването на ВИ в секторите: електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане, и транспорт. Страната разполага с неоползотворен потенциал за производство на енергия от ВИ, който до 2030 г. и след това ще продължи да бъде усвояван, с което ще се осигури ефективно изпълнение на националната цел за дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия до 2030 г. по икономически ефективен начин. Този потенциал е от слънчева и геотермална енергия, биомаса, в т.ч. отпадъци и остатъци от биологичен произход от селското и горското стопанство, промишлеността и от бита.

➤ **Ядрена енергия**

Ядрената енергия се счита за местен енергиен ресурс, съгласно Евростат. За използване на този ресурс като фактор за гарантиране енергийната сигурност на страната ще бъдат предприети мерки за продължаване работата на 5 и 6 блокове на „АЕЦ Козлодуй“ след изтичане на издадените лицензии, съответно - след 2027 г. и 2029 г. Държавата ще продължи да подкрепя развитието на ядрената енергетика в страната и чрез оказване на институционално съдействие за реализиране на инвестиционен проект за изграждане на два нови ядрени блока, всеки един от които

с мощности от 1 000 MW, които поетапно да бъдат въведени в експлоатация след 2030 г.

Друг важен аспект за гарантиране на енергийната сигурност, чрез развитие на ядрената енергетика е следване политиката на Евратом за диверсификация на доставките на ядрено гориво, базирана на Европейската стратегия за енергийна сигурност, приета на 28.05.2014 г., която изисква цялостно диверсифицирано портфолио на доставките на ядрени материали и услуги в ядрено-горивния цикъл (ЯГЦ) за всички оператори на ядрени централи в Европейския съюз. Тази политика се базира на следните четири стълба: (1) диверсификация при закупуването на природен уран, неговата конверсия и обогатяване; (2) диверсификация на производителите на свежо ядрено гориво (горивни касети); (3) поддържане на достатъчен резерв от гориво на площадките на АЕЦ „Козлодуй“; (4) сключване на дългосрочни договори за доставка на свежо ядрено гориво.

В изпълнение на тази европейската политика и с цел намаляване зависимостта на българската енергетика от един доставчик, се търсят възможности за диверсификацията на доставките на свежо ядрено гориво за АЕЦ „Козлодуй“ и за бъдещите нови ядрени мощности, като основен приоритет е спазването в най-висока степен на ядрената безопасност. При реализиране на политиката за диверсификация, важни предимства са осигуряване на по-добри финансови и икономически условия на доставките.

Към настоящия момент в АЕЦ „Козлодуй“ се изпълнява утвърдена „Програма за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво за блокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД“ № УЕ.ЯГ.ПМ.1538/03, съгласувана с Агенцията по доставките на Евратом (ESA). Съгласно програмата, процесът по диверсификация ще приключи до месец юли 2024 г. и е планиран на три етапа:

Етап 1 – разработване на „Технико-икономическа обосновка за лицензиране и внедряване на алтернативен тип ядрено гориво на блокове 5 и 6“. Крайната цел на Етап 1 е, на база на резултатите от Технико-икономическата обосновка на Експертния технически съвет на АЕЦ „Козлодуй“, да бъде избран безопасен и ефективен горивен цикъл и конкретни типове алтернативни касети.

Етап 2 – разработване на Отчет за анализ на безопасността (ОАБ) на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ при внедряване на алтернативен тип ядрено гориво. На база на избора от Етап 1 горивен цикъл и типове алтернативни касети се разработват неутронно-физични, якостни, термо-механични, термо-хидравлични и радиологични анализи на безопасността за смесени и еднородни зареждания. Крайната цел на Етап 2 е анализите на безопасността да бъдат представени с Техническо решение в АЯР за експертиза и получаване на разрешение за въвеждане в експлоатация на

конкретните типове алтернативни касети. Анализите на безопасността се очаква да бъдат завършени в срок от 18 месеца след сключване на договор за изпълнение на дейностите по Етап 2.

Етап 3 – провеждане на търг за изработване и доставка на горивни касети.

Експлоатацията на ядрените мощности в страната се извършва при спазване на най-високи нива на ядрена безопасност, в т.ч. и управление на отработеното ядрено гориво (ОЯГ). Националната политика и принципите за безопасното управление на дейностите, свързани с етапите за управление на ОЯГ, както и етапите на управление на всички видове радиоактивни отпадъци (РАО) – от генерирането до погребването им, са представени в Стратегията за управление на ОЯГ и РАО.

От съществено значение за осъществяване на тази политика е изграждането на хранилище за ниско и средно радиоактивни отпадъци на площадка „Радана“ в непосредствена близост до АЕЦ „Козлодуй“. Хранилището ще бъде многобарьерно повърхностно модулно инженерно съоръжение, като се предвижда Етап I да бъде изграден до средата на 2021 г.

Предизвикателство пред страната е и безопасното извеждане от експлоатация на блокове 1-4 на АЕЦ „Козлодуй“. Блоковете са спрени преди изтичане на проектния им ресурс, в изпълнение на поетите ангажменти на Република България, свързани с присъединяването на страната към Европейския съюз. Процесът е дългосрочен и уникален от техническа, екологична и финансова гледна точка и е планиран да бъде финализиран до 2030 г.

3.2 Развитие на мрежовата енергийна инфраструктура и повишаване на междусистемната енергийна свързаност

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, политиката на България за развитие на газовата инфраструктура е пряко обвързана с позиционирането на страната като един от основните газоразпределителни центрове в Югоизточна и Централна Европа. Ключови за пазарната интеграция до 2030 г. са междусистемните газови връзки с Република Гърция и Република Сърбия, участието в терминала за втечнен природен газ край Александруполис, Гърция, както и разширението на газопрееносната инфраструктура на територията на България от българо-турската до българо-сръбската граница.

За реализиране на тази политика се изпълняват редица проекти от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, както и проекти от общ интерес за Енергийната общност и приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за

газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC), както следва:

- ♦ Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Газовата връзка е с обща дължина от 182 км и капацитет за транспортиране на природен газ от 3 до 5 млрд. м³/г. При наличие на интерес капацитетът може да бъде увеличен до 10 млрд. м³/г. Трасето на газопровода ще бъде между гр. Комотини, Република Гърция и гр. Стара Загора, Република България. Предвижда се реализирането на проекта да приключи в синергия с проекта TAP, като до края на 2020 г. следва да бъде изградена линейната инфраструктура, а през първото полугодие на 2021 г. газовата връзка да бъде въведен в търговска експлоатация.

- ♦ Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)

Газовата междусистемна връзка България-Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на Република България и Република Сърбия. Тя е с обща дължина 170 км от гр. Нови Искър, Република България, до гр. Ниш, Република Сърбия, от които 62.2 км - на българска територия. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на природен газ в двете посоки. Очакваният срок за реализиране на проекта е средата на 2022 г.

- ♦ Проект за LNG терминал до Александруполис

Терминалът е с проектен годишен капацитет 6.1 млрд. м³ и капацитет за съхранение 170 хил. м³. Той е съвременен технологичен проект, който включва офшорно плаващо устройство за приемане, съхранение и регазифициране на втечнен природен газ и система от подводни и наземни газопроводи за пренос на газ, чрез които природният газ се доставя в гръцката национална система за природен газ и нататък до крайните потребители. LNG терминалът се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на гръцкия национален газов оператор DESFA S.A. Проектният годишен капацитет и капацитетът за съхранение на природен газ на терминала ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на пазарите на Република България, Румъния, Република Северна Македония, Република Сърбия и Унгария. Българската страна разглежда проекта за терминал на Александруполис като проект, който е в синергия с интерконектора Гърция-България и Транс-адриатическия газопровод (TAP). Участието на България в този проект ще създаде още една реална възможност за диверсификация на източниците за доставка на втечнен природен газ в т.ч., от САЩ, Катар, Алжир и др., а в - бъдеще от Израел, Египет и др.

България участва в този проект чрез „Булгартрансгаз“ ЕАД. Дружеството е акционер с 20% дял от капитала на проектната компания, която ще реализира проекта, а „Булгаргаз“ ЕАД участва в правно-обвързващата фаза на пазарен тест и

резервира капацитет от 500 млн. м³ газ годишно за следващите 10 години. Очаква се търговските операции на терминала за втечен газ да започнат през 2022 г.

- ♦ Газоразпределителен център „Балкан“

Концепцията, разработена със съдействието на Европейската комисия, предвижда изграждане на газоразпределителен център на територията на България. Концепцията включва изграждането на необходимата газопреносна инфраструктура и създаването на борса за търговия с природен газ.

В контекста на европейските цели за създаване на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, изграждането на регионален газоразпределителен център „Балкан“ е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа.

Като елемент от концепцията за изграждане на газоразпределителен център на територията на България, през 2019 г. беше създадена и работи борса за търговия с природен газ. Оператор на борсовия сегмент е "Газов хъб Балкан" ЕАД, дъщерно дружество на "Булгартрансгаз" ЕАД.

- ♦ Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“

Проектът е за разширение капацитета на подземното газово хранилище

ПГХ „Чирен“, като включва поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита за добив и нагнетяване до 8–10 млн. м³/ден. Проектът за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. Срокът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2025 г.

- ♦ Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система

Проектът представлява комплексен, многокомпонентен и поетапен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на Република България. Той се изпълнява в три времеви фази и включва следните видове дейности: модернизация и рехабилитация на компресорни станции; ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции; разширяване и модернизация на съществуващата мрежа; инспекции за установяване и характеризиране състоянието на газопроводите; внедряване на системи за оптимизиране процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Проектът за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. Той е и един от седемте приоритетни газови проекта в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC). Срокът за въвеждане в експлоатация на последната фаза се очаква да бъде през 2022 г.

Реализацията на тези проекти ще даде възможност за гарантиране сигурността на доставките на природен газ за страната и региона, като същевременно ще създаде реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, както и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през Република България.

Разширението на газопреносната инфраструктура ще създаде и възможност по-голям брой общини на територията на България и крайни клиенти да получат достъп до природен газ, което от своя страна ще създаде условия за подобряване качеството на въздуха, качеството на живот и повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка се предвижда разширяване на съществуващата газопреносна мрежа до нови региони на страната и изграждане на нови измервателни и регулиращи станции.

➤ **Електроенергийна инфраструктура**

Електропреносната мрежа на Република България обхваща мрежа 400 kV, мрежа 220 kV и мрежа 110 kV, които са свързани помежду си чрез системни автотрансформатори и трансформатори. Българската електропреносна мрежа е част от обединената преносна мрежа на страните от континентална Европа и развитието ѝ е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни.

Мрежа 400 kV е основната електропреносна мрежа в България. Нейното развитие се координира с развитието на съседните мрежи 380-400 kV чрез регионалните инвестиционни планове на Югоизточна Европа, които са част от десетгодишните планове на ENTSO-E.

Освен обезпечаване сигурността на работа на ЕЕС на България при нормални и ремонтни схеми, се търси и увеличаване на трансграничните капацитети за обмен на електроенергия със страните от Югоизточна Европа, за изпълнение на член 16, т. 8 на Регламент (ЕС) 2019/943, относно вътрешния пазар на електроенергия. В него се изисква до 31.12.2025 г., системните оператори да осигурят на разположение на участниците в пазара на електроенергия обем на междусистемния капацитет за междузонава търговия от минимум 70% от преносния капацитет, при спазване на границите за експлоатационна сигурност.

След като бъдат изградени посочените по-долу приоритетни електропроводи 400 kV и след сключването на договори за координирано изчисляване на капацитети със страните извън ЕС, не се очаква да има структурни претоварвания в електропреносната мрежа на България и изискването за минимален праг 70% от междусистемния преносен капацитет, който трябва да бъде гарантиран за търговия между търговските зони, ще бъде изпълнен от българска страна.

Приоритетното развитие на мрежа 400 kV е удвояването на пръстен 400 kV по направлението п/ст "Пловдив" - п/ст "Марица изток" - ТЕЦ "Марица изток 3" - п/ст "Бургас" - п/ст "Варна" и изграждането на нов междусистемен електропровод от п/ст „Марица изток“ (България) до п/ст „Неа Санта“ (Гърция).

В дългосрочен план се обсъждат възможности за изграждането на нови междусистемни електропроводи с Република Сърбия и Република Турция.

Във вътрешната мрежа 400 kV на България се предвижда изграждането на нов електропровод от възлова станция „Ветрен“ до п/ст "Благоевград" и нова напречна връзка 400 kV от п/ст „Царевец“ до п/ст „Пловдив“.

За достигане целите, заложи в член 16, т. 8 на Регламент 2019/943 между България и Румъния, при съществуващи четири междусистемни електропровода 400 kV между двете страни, от особено значение е изграждането на двата нови вътрешни електропровода: п/ст "Бургас" - п/ст "Варна" и п/ст „Царевец“ до п/ст „Пловдив“.

Мрежата 110 kV има преобладаващо локално значение и нейното развитие се обуславя от: подобряване сигурността на захранване на отделни райони в страната; подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи; присъединяване на клиенти с висока консумация и категория на осигуреност; присъединяване на синхронни и паркови производствени модули с мощност над 20 MW.

При развитието и управлението на режима на работа на електропреносната мрежа се обръща особено внимание на намаляването на технологичните загуби от пренос и трансформация на електроенергия. Също така - на възможностите за нарастваща дигитализация на процесите и въвеждане на високо ниво на киберсигурност на мрежите и информационните системи.

При присъединяването на нови централи на ВИ към електропреносната мрежа, е необходимо да се спазват изискванията на Регламент (ЕС) 2016/631 на Комисията от 14 април 2016 година за установяване на Мрежов кодекс за изискванията за присъединяване на производителите на електроенергия към електроенергийната мрежа. При изграждане на такива централи, за осигуряване баланса на ЕЕС, следва паралелно с това да се изградят и модули за съхранение на електрическа енергия.

Развитието на интелигентни мрежи и измервателни уреди, в съчетание с локални системи за акумулиране на енергията (вкл. електромобили) ще има важна роля за развитие на децентрализираното електропроизводство и увеличаване дела на електрическата енергия от ВИ.

Предвижда се създаването на нормативни и регулаторни условия за развитие на електроразпределителните мрежи, адекватно на нуждите на техните ползватели за сигурно и качествено снабдяване с електрическа енергия. При развитието на електроразпределителните мрежи ще се въвеждат интелигентни системи за измерване и системи за интелигентно управление на мрежите, с цел повишаване тяхната сигурност и ефективност.

За реализиране целите за повишаване на междусистемната свързаност и развитие на конкурентен електроенергиен пазар и интегрирането му към общия европейски енергиен пазар, ще се реализират следните проекти с високо ниво на европейска добавена стойност в средносрочен и дългосрочен хоризонт, включени в списъка на приоритетните проекти от общ европейски интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, в които Република България участва:

1. Изграждане на нов въздушен междусистемен електропровод между Република България и Република Гърция, който включва следните проекти от общ интерес на ЕС:

1.1. Въздушен междусистемен електропровод между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Неа Санта“

Междусистемният електропровод 400 kV между п/ст „Марица Изток“, Република България, и п/ст „Неа Санта“, Република Гърция, е с дължина 123 км на българска територия и 29 км на гръцка територия, и капацитет от 1 500 MW, като се реализира от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) съвместно с гръцкия независим преносен оператор. Проектът повишава нетния капацитет за пренос на границата България – Гърция, ускорява пазарното интегриране и насърчава конкуренцията. Срокът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2023 г.

1.2. Вътрешен въздушен електропровод между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Пловдив“

Проектът включва изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 94 км и капацитет 1 500 MW, като се реализира от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Проектът, заедно с останалите два вътрешни електропровода 400 kV от групата проекти България – Гърция между „Марица Изток“ и „Неа Санта“, осигуряват условия за постигане на европейските и национални цели в областта на енергията от ВИ и

намаляване на промените в климата в дългосрочна перспектива. Сроктът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2022 г.

1.3. Вътрешен въздушен електропровод между п/ст „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“

Изграждането на нов 400 kV електропровод с дължина 13 км и капацитет 1 500 MW между п/ст „Марица изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3“ е част от реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север – Юг“. Проектът се реализира от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Проектът има съществено отражение върху сигурността на доставките в региона и допринася за гъвкавостта на системата, преноса на електроенергия от ВИ, оперативната съвместимост и сигурната работата на ЕЕС. Сроктът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2022 г.

1.4. Вътрешен въздушен електропровод между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Бургас“

Новата електропроводна линия 400 kV с дължина 150 км и капацитет 1 500 MW между п/ст „Марица изток“ и п/ст „Бургас“ е от ключово значение за реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север – Юг“ и за изграждането на трансевропейската енергийна инфраструктура. Проектът се реализира от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Електропроводът е от общосистемно значение за Република България и повишава сигурността на работа на преносната система. Сроктът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2021 г.

2. Междусистемна електрическа линия между Република България и Румъния, включваща изграждане на нов електропровод 400 kV между п/ст „Добруджа“ и п/ст „Бургас“

Електропроводът е с дължина 86 км и капацитет 1 500 MW, и свързва п/ст „Варна“ („Добруджа“) с п/ст „Бургас“. Той е част от група проекти от общ интерес „Увеличаване на преносната способност между България и Румъния“, необходима за реализацията на приоритетния европейски коридор „Север – Юг“. Тези проекти са за увеличаване преносната способност по съществуваща междусистемна връзка между Република България и Румъния. Групата проекти се осъществява съвместно от българския и румънския системни оператори и включва нов електропровод 400 kV на българска територия и три вътрешни линии на румънска територия. Проектът се реализира от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Сроктът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2021 г.

Изпълнението на тези проекти има съществено отражение върху сигурността на доставките в региона и допринася за гъвкавостта на системата, преноса на електроенергия от ВИ, оперативната съвместимост и сигурната работа на ЕЕС.

3. Изграждане на нов двоен междусистемен електропровод 400 kV между Република България и Република Сърбия

Оценката за необходимостта от изграждане на втора междусистемна връзка между Република България и Република Сърбия е направена в рамките на пазарните изследвания, изпълнени от регионалната група към ENTSO-E. Мрежовите и пазарни симулации показват необходимост от повишаване на междусистемните капацитети по оста изток – запад в Югоизточна Европа, съответно между Румъния и Република България от една страна, и страните от Западните Балкани, от друга. Целта на проекта е да бъде повишен междусистемният капацитет на българо-сръбската граница и да се ускорят търговските потоци между западните граници на Румъния и Република България с региона на Западните Балкани. Предвижда се новият електропровод 400 kV да бъде с дължина около 85 км и да свързва п/ст „София – запад“, Република България, и п/ст „Ниш“, Република Сърбия. Предвижда се проектът да бъде реализиран до края на 2028 г.

4. Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица

Хидроенергиен комплекс „Яденица“ е ключов за балансиране на системата. Проектът е в списъка с проекти от общ интерес. Този проект предвижда увеличаване на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ с 9 млн. м³, изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка между двете водохранилища. Основните ползи, обуславящи необходимостта от изграждане на яз. „Яденица“, са свързани с преминаване на ПАВЕЦ "Чаира" от дневен към седмичен режим на работа (изравняване на преработените водни маси в турбинен и помпен режим) и увеличаване на неговата използваемост. С реализацията на инвестиционното намерение ще се увеличи капацитетът за съхранение на тази балансираща мощност и нейната използваемост при балансиране ЕЕС на страната и ще се осигури по-нататъшно развитие на производството на електрическа енергия от ВИ.

При реализиране на така заложените проекти ще се изпълни целта от поне 15% междусистемна свързаност.

България планира да бъдат изпълнени проекти за съхранение на електроенергия с цел осигуряване на баланс и гъвкавост на системата, засилване на позицията ѝ като износител и осигуряване на трансгранична гъвкавост на системата. Общата стойност на инвестициите възлиза на над 620 млн. евро, в т.ч.:

- над 220 млн. евро за увеличаване на експлоатационния потенциал на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждането на язовир „Яденица“, което ще даде възможност за оптимизиране на структурата на генериращите мощности;
- над 200 млн. евро инвестиции в батерии за регулиране на честотата, чиято обща мощност е около 180 MW;
- над 200 млн. евро инвестиции за насърчаване комбинирането на нови ВИ с локални съоръжения за съхранение на електрическа енергия в зависимост от подходящото технологично решение за съответните проекти, в т. ч. и с водород (общо около 200 MW).

➤ **Топлоснабдяване - потенциал за развитие**

Съгласно изискванията на чл. 14 от Директива 2012/27/ЕС техническият потенциал на високоефективна когенерация въз основа на настоящите регулаторни и пазарни условия възлиза на 46 627 GWh/г.

Потенциалът за нови високоефективни когенерационни мощности е оценен на база нетоплофицираното население и климатичните показатели на районите, където то е съсредоточено. Приложени са следните критерии:

- население над 42 000 жители, и
- топлинна консумация над 10 GWh/г.

Предвижда се в местата със съществуваща когенерация да се изградят допълнителни високо ефективни мощности, работещи на газ, като разликата до върховия товар да се покрива от котли.

Общият потенциал за изграждане на високоефективни мощности за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в централизираното топлоснабдяване до 2025 г. е 355 MW, от които 235 MW са нови мощности и 120 MW - заместващи мощности.

Потенциалът за производство на топлинна енергия в нови когенерационни инсталации може да се реализира основно чрез:

- преминаване от разделно топлопроизводство към високоефективно комбинирано производство;
- преминаване от паров цикъл на Ренкин към комбиниран газо-паров цикъл;
- потенциал при използването на отпадъци.

Предвид това, политиката в Сектор „Топлоснабдяване“ ще бъде насочена към реализиране на следните мерки и действия:

- актуализиране на Всеобхватната оценка на потенциала за прилагане на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи в Република България в съответствие с изискванията на Директива 2012/27/ЕС, изменена с Директива (ЕС) 2018/2002 относно енергийната ефективност и при разглеждане на условията за използването на енергия от ВИ, определени в Директива (ЕС) 2018/2001 за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници;
- осигуряване развитието на високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия с разглеждане на възможности за производство на енергия за охлаждане;
- участие на топлофикационните дружества в предоставените възможности за модернизиране на производствените мощности и топлопреносната мрежа чрез дерогацията по чл. 10в и Модернизационния фонд и по чл. 10г от Директива 2018/410/ЕС;
- използване на екологосъобразни горива за производството на енергия в съществуващите топлофикационни дружества и при изграждането на нови мощности, включително използване на енергия от ВИ, отпадна топлина и студ;
- стимулиране изграждането на локални районни отоплителни и охладителни системи в населени места, както и използването на микроагрегати за комбинирано производство на енергия, монтирани в жилищни сгради;
- присъединяване на нови потребители на топлинна енергия и/или енергия за охлаждане към съществуващите топлопреносни мрежи;
- продължаване на процеса по намаляване на загубите при преноса и разпределението на топлинна енергия;
- осигуряване присъединяването на производители на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ към съществуващите топлопреносни мрежи и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от друг производител енергия, когато това е технически възможно и икономически целесъобразно.

Очакването е през следващите години амортизираните парни турбини в топлофикационните дружества да бъдат заменени с високотехнологични инсталации с паро-газов цикъл и газобутални двигатели, с което ще се увеличи общата ефективност на централите. В резултат на това, освен че ще се увеличи експлоатационната сигурност на топлофикационните централи и ще се намалят

емисиите NO_x, ще се подобри и технологичното съотношение на електропроизводство към топлопроизводството (при запазване на топлинния товар).

3.3 Осигуряване адекватността и устойчивостта на националната ЕЕС

Адекватността на ЕЕС се определя от нейната способност да захранва клиентите с електрическа енергия непрекъснато, като се имат предвид планираните и непланираните изключения на генериращи мощности и преносни елементи от ЕЕС. Определянето на необходимия резерв за постигане на дадена степен на надеждност на ЕЕС зависи от състава на работещите агрегати и респективно – от техните надеждностни показатели и тяхната единична мощност.

За осигуряване на адекватност и устойчивост на ЕЕС, като основен фактор за енергийната сигурност на страната се предвиждат следните мерки:

- повишаване гъвкавостта на системата чрез развитие на балансиращите производствени мощности, увеличаване капацитета за съхранение на енергия и на способностите за нейното управление;
- изграждане на нови съоръжения за съхранение на електрическа енергия;
- въвеждане на ценови параметри на балансиращия пазар, които да дават коректни ценови сигнали към инвеститорите, чрез максимална и минимална цена съобразени с времевите интервали за пазарните платформи „Ден напред“ и „В рамките на деня“ в съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) 2017/2195 за установяване на насоки за електроенергийното балансиране;
- развитие на преносната и разпределителните електрически мрежи с цел облекчаване на вътрешните претоварвания и увеличаване на междусистемния капацитет;
- въвеждане на механизъм за осигуряване на капацитет, съгласно Регламент (ЕС) 2019/943;
- създаване на подходящи условия за повишаване оптимизацията на потреблението, представено индивидуално или чрез агрегатори, на пазара на едро на електроенергия, както и на балансиращия пазар.

През периода от 2021 г. до 2025 г. ще се анализира необходимостта от въвеждането в експлоатация на заместващи мощности на природен газ, възможностите за това и необходимите мерки за стимулиране на такива инвестиции, като се отчетат обстоятелствата и перспективите за работа на топлоелектрическите централи, използващи въглища. При това следва да се вземе предвид и напредъкът по реализиране намерението за изграждане на нови 2 000 MW ядрени мощности.

Въвеждането в експлоатация на заместващи мощности на природен газ може да се окаже от изключително значение не само за покриване на максималните товари в системата, а и за осигуряване на базовото потребление.

Въвеждането в експлоатация на мощности за производството на електрическа енергия от природен газ, използващи газови турбини с висока маневреност, осигурява допълнителни възможности за балансиране на ЕЕС. Тези възможности са от особено значение при нарастващ дял на мощностите от ВИ и на ядрените базови мощности.

Друга възможност за ограничаване рисковете за мощностен дефицит в ЕЕС е оптимизация на потреблението на електрическа енергия и на товарите в системата. Това може да се постигне чрез прилагане на мерки за стимулиране развитието в по-висока степен на децентрализирани производства на електрическа енергия от ВИ, както и от малки когенерационни инсталации на природен газ. Ефектът за оптимизацията ще е по-голям, ако тези мерки са съчетани с мерки за използване на алтернативни на електрическата енергия енергоносители за отопление на жилищни и нежилищни сгради. Такива алтернативи са използването на природен газ, използването на ВИ за отопление и централизирано топлоснабдяване от малки районни централи, използващи тези енергийни ресурси.

Други фактори, които ще се отчитат при оценка на необходимостта от прилагане на мерки за осигуряване на балансите в ЕЕС, са степента на развитие на електроенергийния пазар и интегрирането му със съседни пазари, степента на междусистемната електроенергийна свързаност и развитието на електропроизводствените мощности в региона, т.е. балансирането да се осигурява в условията на общ регионален и европейски електроенергиен пазар, при координирано управление на електроенергийните системи и на електроенергийните потоци между тях.

3.4 Диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ

Диверсификацията на източниците и на маршрутите за доставка на природен газ е основен приоритет, чието изпълнение ще гарантира сигурността на газовите доставки за България, региона и ЕС.

Рискът за енергийната сигурност на Република България доскоро се обуславяше от зависимостта за доставки на природен газ от един източник и по един маршрут.

Затова е изключително важно изграждането на необходимата газова инфраструктура, която да осигури диверсификация на източниците и на маршрутите

за доставка на природен газ. Чрез проектите, които България реализира в областта на природния газ, в т.ч. изграждането на липсващата инфраструктура, ще бъде постигната диверсификация на източниците и на маршрутите за доставка на природен газ и развитие на борсовата търговия. Това ще създаде условия за гарантиране на сигурността на доставките, постигане на либерализация на пазара на природен газ и конкурентни цени.

Изпълнението на проектите: IGB, IBS, LNG Александрополис, „Балкански Поток“, Разширение на ПГХ „Чирен и „Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система“ има за цел да повиши сигурността на доставките на природен газ от различни източници и по различни маршрути, да засили конкуренцията и прозрачността на пазара на природен газ в страната, което от своя страна ще има положителен ефект върху потребителите на природен газ и възможност за газифициране на индустрията и бита. Проектите ще допринесат за осигуряването на доставките на природен газ за страната и региона и интеграцията на пазара на природен газ в общия европейски енергиен пазар.

3.5 Мрежова и информационна сигурност на енергийната система

Мрежовата и информационната сигурност на енергийната система е сигурността на съобщителните електронни мрежи и информационните системи за управление на енергийната система. Тя е много важен и съществен елемент на националната сигурност. Управлението на енергийните мрежи за осигуряване на постоянно съответствие между потреблението и производството на енергия изисква непрекъснато нарастваща степен на цифровизация. Това е свързано и с новите рискове, тъй като цифровизацията във все по-голяма степен излага енергийната система на кибератаки и инциденти, които могат да застрашат сигурността на енергийните доставки.

Република България ще продължи своите усилия за повишаване на мрежовата и информационната сигурност на енергийната система, чрез стратегическо сътрудничество и обмен на информация с останалите държави членки. Съгласно Директива (ЕС) 2016/1148 относно мерки за високо общо ниво на сигурност на мрежите и информационните системи в Съюза, транспонирана в националното законодателство със Закона за киберсигурност, енергийните предприятия за електрическа енергия и природен газ и доставчиците на цифрови услуги имат задължение да прилагат мерки за осигуряване на ниво на мрежова и информационна сигурност и мерки за предотвратяване и намаляване на въздействието на инцидентите, засягащи мрежовата и информационната им сигурност. В тази връзка, на основание Закона за киберсигурност, с Решение на Министерския съвет от април 2019 г., Министърът на енергетиката е определен за административен орган, към

който се създава национален компетентен орган по мрежова и информационна сигурност за сектор „Енергетика“. Националният компетентен орган отговаря за организацията, координацията и контрола на дейностите и мерките по мрежовата и информационна сигурност за Министерство на енергетиката и определените оператори на съществени услуги в енергийния сектор, произтичащи от Закона за киберсигурността.

Предвид същественото значение на киберсигурността за управлението и функционирането на енергийния сектор, се предвижда да бъдат въведени допълнително в енергийната система на страната необходимите високотехнологични решения на ниво – лицензирани хардуер и софтуер за мониторинг и активна киберзащита на мрежовите и информационните системи за управление и работа на енергийната система, както и да бъде ускорен процесът по периодичното обучение на персонала и по осигуряването на необходимите човешки ресурси.

II. РАЗВИТИЕ НА ИНТЕГРИРАН И КОНКУРЕНТЕН ЕНЕРГИЕН ПАЗАР

1. Европейска рамка

Основните приоритети на ЕС, свързани с модела на общия електроенергиен пазар, съгласно Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия и Директива (ЕС) 2019/944 относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия, са насочени към добре функциониращи интегрирани електроенергийни пазари, подобряване ефективността и работата на пазара на електрическа енергия с акцент върху защитата на потребителите, засилване координацията и сътрудничеството между държавите членки, чрез въвеждане на правила, основаващи се на принципите на солидарност и прозрачност. В областта на природния газ ЕС прие Директива 2009/73/ЕО от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, изменена с Директива (ЕС) 2019/692 от 17 април 2019 г., с която се поставят основните правила, свързани с организацията и функционирането на пазара на природен газ.

2. Състояние на енергийния пазар

2.1. Електроенергиен пазар

В изпълнение на целите, заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с ангажиментите на страната, произтичащи от членството ѝ в ЕС, през 2012 г. бяха приети изменения и допълнения в Закона за енергетиката (ЗЕ), с които беше транспонирана Директива 2009/72/ЕО за пазара на електрическа енергия. С този законодателен акт и с приемането на подзаконовите нормативни актове бяха създадени условия за развитие на електроенергийния

сектор и неговата пазарна либерализация, съгласно изискванията, заложи в Третия енергиен либерализационен законодателен пакет на ЕС.

Електроенергийният пазар в страната функционира при осигуряване независимост на оператора на електропреносната мрежа по модела Независим преносен оператор, като дейността на този оператор се осъществява от ЕО ЕАД. На пазара на електрическа енергия, освен сегментът за сделки при свободно договорени цени, функционира и сегмент за сделки при регулирани цени, във връзка с правото на крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение, да бъдат снабдявани по регулирани цени от крайните снабдители. От 1 октомври 2020 г. право на снабдяване по регулирани цени имат само битовите клиенти, а обектите на небитовите крайни клиенти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниско напрежение, се снабдяват с електрическа енергия по свободно договорени цени, при условия гарантиращи плавно преход.

Битовите клиенти имат право да сменят своя доставчик на електрическа енергия и да сключват сделки по свободно договорени цени при одобрени от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) стандартизирани товарови профили. Въпреки тази възможност, тези клиенти основно предпочитат да останат в сегмента от пазара за търговия по регулирани цени, което е причина за значителния му дял от общото количество търгувана електрическа енергия. При този сегмент цените на електрическата енергия са регулирани по цялата верига от производството до крайното потребление, чрез Обществения доставчик НЕК ЕАД, изпълняващ функции на единствен купувач за този пазарен сегмент.

Дейностите, свързани с пазара на електрическа енергия, се осъществяват въз основа на издадени от КЕВР лицензии. КЕВР е независим държавен орган, който регулира дейностите в енергетиката, а по отношение на електроенергийния пазар, осъществява контрол, свързан с изпълнение на изискванията за свободна конкуренция и прозрачност на пазара.

2.2. Пазар на природен газ

В изпълнение на целите, заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с ангажиментите на страната, произтичащи от членството ѝ в ЕС, са приети изменения и допълнения в Закона за енергетиката (ЗЕ), с които е транспонирана Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за пазара на природен газ.

В изпълнение на европейската политика за либерализация на пазара на природен газ, като част от концепцията за газоразпределителен център, през 2019 г. беше създадена борса за търговия с природен газ ("Газов хъб Балкан" ЕАД). От 2

януари 2020 г. стартира краткосрочен и дългосрочен сегмент на платформата за търговия, както и брокерска услуга, позволяваща регистрацията на договори между търговец и краен клиент. Краткосрочният сегмент включва продукти за сегментите: „ден напред“, „в деня“ и „уикенд (събота и неделя)“. В дългосрочния сегмент продуктите се търгуват за седмица (от понеделник до понеделник), календарен месец, календарно тримесечие и календарна година. В допълнение, дългосрочният сегмент също предоставя възможност за сключване и регистриране на неанонимни транзакции с оглед разширяване на кръга от услуги за клиенти. В краткосрочните и дългосрочните сегменти на газовата борса има регистрирани - 34 участника.

В синергия с физическата инфраструктура на газоразпределителния център се осигуряват необходимите предпоставки за създаване на първия ликвиден физически и търговски газов хъб в региона на Югоизточна Европа, базиран в България. Като първи етап от дейността на борсата, "Газов хъб Балкан" ЕАД предостави на участниците в пазара на природен газ в България и региона възможност да използват търговска платформа с всички необходими функционалности, в съответствие с изискванията на чл. 10 от Регламент (ЕС) № 312/2014 за създаване на мрежов кодекс за балансиране на газа на преносните мрежи, техническата и софтуерната среда за изпълнение на програмата за освобождаване на количества природен газ от обществения доставчик за развитие на свободния пазар, както и средносрочен и дългосрочен сегмент за физически транзакции за доставка.

3. Национални цели и политики

Националните цели и приоритети за развитие на интегриран и конкурентен енергиен пазар са насочени към: (1) пълна либерализация на пазарите на електрическа енергия и природен газ и интегрирането им към общия европейски енергиен пазар и (2) засилване активната роля и защита на потребителите в развитието на пазарната конкуренция и ефективното функциониране на енергийната система.

3.1. Пазар на електрическа енергия

В съответствие с Третия либерализационен енергиен законодателен пакет на ЕС, в страната се предприеха действия за либерализация на пазара на електрическа енергия. В изпълнение изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 и на Директива (ЕС) 2019/944 относно вътрешния пазар на електрическа енергия, в периода до 2030 г., се предприемат действия за насърчаване поетапното преминаване на битовите клиенти от пазар по регулирани цени на електрическа енергия към пазар по свободно договорени цени. Поетапното премахване на регулираните цени на

електрическата енергия за всички клиенти и производители ще доведе до повишаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, с което ще се създадат условия за повишаване гъвкавостта на системата, постигане на конкурентни цени и увеличаване ликвидността на борсовия пазар на електрическа енергия.

В тази връзка, при провеждане на политиката за пълна либерализация на електроенергийния пазар ще се прилагат мерки, които да гарантират плавен и поетапен преход за битовите клиенти, при който премахването на регулираните цени за тези клиенти ще бъде реализирано поетапно до края на 2025 г.

Процесът на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия за битовите клиенти ще се реализира паралелно с въвеждането на механизъм за защита на уязвимите клиенти на електрическа енергия. Това са онези битови клиенти, които са в положение на енергийна бедност поради съчетанието от ниски доходи, високи енергийни разходи и ниска енергийна ефективност на жилищата им. Механизмът за защита на уязвимите клиенти ще включва критерии за идентифициране на тези клиенти, финансови и нефинансови мерки за тяхната защита, и ще се осъществява чрез системата за социално подпомагане. Този механизъм за подпомагане на уязвимите клиенти на електрическа енергия е с цел да се осигурят целогодишно минималните необходими количества електрическа енергия за тези клиенти, извън нуждите им за отопление, за които се предоставят социални помощи. В дългосрочен план, освен посочените мерки, ще се прилагат и мерки за повишаване на енергийната ефективност на жилищата на енергийно бедни клиенти с цел намаляване на енергийните им разходи и повишаване на жизнения комфорт.

В процеса на пълна либерализация на електроенергийния пазар ще се създадат необходимите нормативни и регулаторни условия предоставящи възможност всички клиенти да се възползват от пряко участие на пазара. С развитието на пазарните взаимоотношения ще се прилагат мерки за повишаване информираността на клиентите, с цел насърчаване активното им участие на пазара. Ще се създаде възможност за клиентите да участват във всички форми на оптимизация на потреблението, за което ще се създават условия всеки клиент да разполага с възможността да се възползва от пълното въвеждане на интелигентни измерителни системи. По този начин те ще могат да адаптират потреблението си спрямо ценовите сигнали в реално време, които отразяват стойността и цената на електрическата енергия или на преноса ѝ в различни периоди от време.

С развитието на електропреносната и електроразпределителните мрежи и с въвеждането на интелигентни измервателни системи ще се създаде възможност за

всички битови и небитови клиенти на електрическа енергия да имат достъп до пазарите на електроенергия и да търгуват с произведената от самите тях електроенергия. По този начин те ще могат да се възползват в пълна степен от предимствата от агрегирането на производството и доставката в големи региони, и да извлекат ползи от конкуренцията на пазара. Потребителите ще могат да използват, съхраняват и продават на пазара произведената от самите тях електрическа енергия, както и да участват на всички пазари на електроенергия, чрез оптимизация на потреблението или чрез схеми за енергийна ефективност. Тези дейности в бъдеще ще бъдат улеснени и от въвеждането на необходимите нормативни и регулаторни условия за създаване на енергийни общности, чрез изграждане на собствени затворени разпределителни мрежи и въвеждането на нови технологии за производство и съхранение на електрическа енергия. С утвърждаването си като активни пазарни участници, потребителите на електрическа енергия ще имат и значима роля в процеса за устойчиво енергийно развитие.

Развитието на електроенергийния пазар е тясно свързано както с процеса на неговата либерализация, така и с обединението с електроенергийните пазари в ЕС и в региона на Западните Балкани.

Европейският целеви модел за развитие на пазара на електрическа енергия в съответствие с Регламент 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването, дава основната рамка относно създаването и функционирането на единен вътрешен пазар. Интегрирането на краткосрочните пазарни сегменти е от ключово значение за развитието на електроенергийния пазар в рамките на всяка пазарна зона и изграждането на вътрешен пазар за ЕС.

Обединението на електроенергийния борсов пазар на Република България с борсовите пазари на съседните страни, с цел пълна интеграция с общия европейски енергиен пазар, ще бъде постигнато чрез реализация на следните проекти:

➤ **Пазар „Ден напред“**

Към настоящия момент, България изпълнява и спазва всички процедури и организацията на единното свързване на пазарите „Ден напред“ и технически е готова за обединение на тези пазари. Българският преносен оператор („Електроенергиен системен оператор“ ЕАД) и българският пазарен оператор („Българска Независима Енергийна Борса“ ЕАД) са пълноправни членове на SDAC (Single Day Ahead Coupling), отчитайки специфичните характеристики на съседните пазари, в т.ч. Румъния и Република Гърция.

За ефективното функциониране на единен вътрешен пазар на територията на Европа е необходимо организацията и функционирането на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“ на държавите членки на ЕС и държавите от Енергийната общност да се осъществява при еднакви правила и организация на електроенергийния пазар. България, като държава членка, която граничи и с държави извън ЕС, е заинтересована от бързото създаване на общи правила, които да допринесат за ефективното обединение на пазарите. Усилията са насочени към локални проекти, целящи обединение между българската пазарна зона и пазарите на съседните държави, членки на Енергийната общност, в т.ч. Република Северна Македония и Република Сърбия.

➤ **Пазар „В рамките на деня“**

Към настоящия момент, в рамките на ЕС съществува един проект за пазарно обединение в рамките на деня – XBID. За пълното обединение на пазар „В рамките на деня“, в съответствие с европейския целеви модел, са предвидени три вълни на обединение. Първата и втората вълна са в реална работа съответно от юни 2018 г. и ноември 2019 г. и включват общо 21 държави. Третата вълна предстои да бъде въведена в реална работа в края на 2020 г.

Пазарното обединение на пазарите „В рамките на деня“ се осъществява посредством т.нар. локални проекти (Local implementation project - LIP). ЕСО и БНЕБ участваха в локалния проект LIP 15, който беше част от втората вълна на пазарното обединение на пазарите „В рамките на деня“. Тази вълна обхващаше два локални проекта LIP 15 и LIP 16, в който участваха борсовите оператори и операторите на преносни системи на България, Румъния, Унгария, Хърватска, Словения, Чехия, Полша, Австрия, Германия.

След стартирането на втората вълна на 19 ноември 2019 г. България е част от Единния пазар в рамките на деня (SIDC – Single Intraday Coupling) посредством българо-румънската граница.

През 2021 г. предстои стартирането и въвеждането в реална работа на третата вълна за присъединяване към общия пазар в рамките на деня. Третата вълна обхваща локалния проект LIP 14, който включва всички италиански граници и българо-гръцката граница. ЕСО успешно финализира процеса по присъединяване към локалния проект LIP14, като през месец февруари 2020, стартира работа по него. Очаква се пазарното обединение на българо-гръцката граница във времеви интервал „В рамките на деня“ да започне реална работа през първото тримесечие на 2021 г.

Всички горепосочени пазарни обединения, в които участва Република България, са систематизирани в следващата таблица:

Таблица 2: Проекти за реализация с цел пълна интеграция с общия европейски енергиен пазар

Проект	Състояние
България – Румъния Пазар „Ден напред“	България е член на пазарното обединение MRC и е технически подготвена за стартиране на проект за интеграция на пазар „Ден напред“ България и Румъния изпълняват дейности по обединение на пазара по двустранен проект, който ще се реализира до края на 2020 г.
България – Румъния Пазар „В рамките на деня“	България е част от регионалния проект LIP 15 и от ноември 2019 г. страната има оперативен, обединен пазар „В рамките на деня“ през границата между България и Румъния.
България – Гърция Пазар „Ден напред“	Пазарното обединение между България и Гърция ще бъде възможно след въвеждането на пазар „Ден напред“ на гръцка територия, което се очаква да се реализира през 2021 г.
България–Република Северна Македония Пазар „Ден напред“	Предпоставка за обединението на пазара е създаването на обмен на електроенергийна борса и оперативен пазар „Ден напред“ в Република Северна Македония, което се очаква да се реализира през 2022 г.
Проект XVID	Проект за свързване на пазарите „В рамките на деня“ (SIDC), чиито членове са борсовите и електропреносните оператори на държавите членки Реализиране на проект LIP 15: от 19 ноември 2019 г., българо-румънската граница стана част от така наречената втора вълна за присъединяване към XVID. Очаква се българо-гръцката граница да се присъедини до края на 2020 г.
Тристранно пазарно обединение между България – Сърбия - Хърватия	Стартиране и участие в проект за тристранно обединение на пазарите „Ден напред“ на пазарните зони на Република България, Република Сърбия и Република Хърватска

На фигурата по-долу е представена обобщена информация относно времевите хоризонти, в които се очаква да се реализират пазарните обединения със съседните пазари във краткосрочните времеви интервали – „Ден напред“ и „В рамките на деня“. Пазарното обединение с Румъния във времевия интервал „В рамките на деня“ е в реална работа от 19 ноември 2019 г.



3.2. Пазар на природен газ

Пазарът на природен газ в страната все още не е достигнал нивото на развитие в Централна и Западна Европа, поради обективни обстоятелства, касаещи региона на Югоизточна Европа. Предвид това, усилията до 2030 г. ще бъдат насочени към развитие на либерализирания и конкурентен газов пазар, повишаване стабилността и устойчиво развитие на газовия сектор. Необходимо условие за либерализация на пазара на природен газ в страната е диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ.

Целите за развитие на газовия пазар в страната до 2030 г. с хоризонт до 2050 г. са:

- Диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ;
- Развитие на конкурентен пазар на природен газ;
- Ресурсно осигуряване и насърчаване на потреблението на природен газ в страната.

За реализирането на тези цели, ще се предприемат следните мерки:

- Изграждане на необходимата инфраструктура за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ чрез следните междусистемни газови връзки: Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB), Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), участие в изграждането на терминал за втечнен природен газ (LNG) до Александруполис, в проекта за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България;

- Планиране и изграждане на необходимата инфраструктура за газов разпределителен център „Балкан“;
- Разширение на инфраструктурата за съхранение на природен газ чрез разширение капацитета на ПГХ „Чирен“, както и търсене на възможности за изграждане на ново газово хранилище;
- Рехабилитация, модернизация и разширение на националната газопреносна мрежа, включително до нови региони;
- Ускорено разширение на газоразпределителните мрежи и насърчаване на газификацията на домакинствата и на малкия и среден бизнес;
- Осигуряване на необходимите количества природен газ за задоволяване на потреблението в страната и за търговия в региона;
- Развитие на търговията с природен газ на пазарен принцип за свободно договаряне;
- Насърчаване доставките на компресиран природен газ, особено за отдалечени региони от националната газопреносна мрежа;
- Насърчаване и развитие на ползването на природен газ за моторно гориво, като по-екологично и конкурентно гориво

III. ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ

1. Европейска рамка

Поставянето на енергийната ефективност на първо място е ключова цел в законодателната инициатива „Чиста енергия за всички европейци“, тъй като спестяването на енергия води до подобряване качеството на въздуха и общественото здраве, намаляване емисиите на парникови газове, подобряване енергийната сигурност чрез намаляване на зависимостта от внос на енергия, намаляване разходите за енергия на домакинствата и предприятията, повишаване на конкурентоспособността на икономиката, създаване на повече работни места, като по този начин ще се повиши качеството на живот на гражданите.

Част от енергийния законодателен пакет „Чиста енергия за всички европейци“ са Директива (ЕС) 2018/2002 относно енергийната ефективност, която определя обща рамка от мерки за насърчаване на енергийната ефективност, които да гарантират постигането на целта на ЕС от 32.5% повишаване на енергийната ефективност до 2030 г. и Директива (ЕС) 2018/844 относно енергийните характеристики на сградите, която поставя рамката за постигане на декарбонизация на сградния фонд.

2. Състояние на енергийната ефективност

В изпълнение изискванията на Закона за енергийната ефективност и съгласно разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност е разработен Национален план за действие по енергийна ефективност (НПДЕЕ) 2014–2020 г. В НПДЕЕ е определена националната цел за енергийни спестявания до 2020 г. в размер на 716 ktoe (8 325.65 GWh) енергийни спестявания при крайното енергийно потребление и 1 590 ktoe (18 488.52 GWh) при първичното енергийно потребление, от които 169 ktoe (1 965.13 GWh) в процесите на преобразуване, пренос и разпределение на енергия.

В изпълнение на НПДЕЕ в периода 2014-2019 г. са постигнати енергийни спестявания в размер на 7 295 GWh енергия, с което Република България е постигнала 87.6% изпълнение на националната цел за периода 2014-2020 г.

По последни данни на Евростат, енергийната интензивност на брутния вътрешен продукт (БВП) на България през 2018 г. е с 3.5 пъти по-висока от средната за ЕС (при БВП изчислен при референтна година 2010 г.) или 414 kgoe/1000 €, спрямо 118 kgoe/1 000 € в ЕС. Енергийната интензивност на БВП показва устойчива тенденция към намаление, като до 2018 г. е намаляла с над 12.4% спрямо 2010 г.

При запазване на тази тенденция и прилагане на мерки за повишаване на енергийната ефективност в страната може да се очаква в близко бъдеще страната да достигне нивата на ЕС и конкурентоспособността на икономиката да се подобри в дългосрочен план.

3. Национални цели и политики

В съответствие с приоритетите на ЕС за повишаване на енергийната ефективност България поставя енергийната ефективност на първо място и планира да постигне намаляване на потреблението на първична енергия с 27.89% и намаляване с 31.67% в крайно потребление на енергия, спрямо референтния сценарий PRIMES 2007.

За създаване на необходимите условия за постигане на националните цели за повишаване на енергийна ефективност до 2030 г., ще бъдат извършени необходимите промени в нормативната и регулаторната рамка.

Повишаването на енергийната ефективност в процесите от производството до крайното потребление на енергия е от ключово значение за изпълнението на националната цел за енергийна ефективност.

За подпомагане изпълнението на националната цел за повишаване на енергийната ефективност ще се въведе цел за кумулативни спестявания на енергия

при крайното потребление за периода 2021—2030 г., еквивалентни на нови годишни спестявания от поне 0.8% от крайното потребление на енергия. За изпълнение на целта за кумулативни спестявания на енергия ще се търсят икономически ефективни механизми, като се използва комбинация от различни подходи, предвидени в Директива (ЕС) 2018/2002 относно енергийната ефективност и възможности за прехвърляне на енергийни спестявания, в т.ч. и възмездно.

Ще продължи развитието на пазара на енергийноефективни услуги, като се насърчава изпълнение на договори с гарантиран резултат (ЕСКО договори).

За постигне на високо енергийно ефективен и декарбонизиран сграден фонд ще се предприемат мерки за: (1) строителство на нови сгради и трансформиране на съществуващи в сгради с близко до нулево потребление на енергия; (2) подобряване на енергийните характеристики на жилищните и нежилищните сгради; (3) насърчаване въвеждането на интелигентни технологии в сградния сектор.

В периода до 2030 г. и след това, усилията ще бъдат насочени към насърчаване въвеждането на нови технологии за изграждане на ефективни районни отоплителни и охладителни системи и ефективна отоплителна и охладителна инфраструктура.

Оптимизацията на потреблението е важен инструмент за подобряване на енергийната ефективност и в тази връзка ще се насърчава предлагането на системни услуги от операторите на преносни и разпределителни мрежи за управление на енергопотреблението.

От решаващо значение е да се повишава осведомеността на всички потребители за ползите от енергийна ефективност чрез: предоставяне на точна информация относно начините, по които може да бъдат постигнати енергийни спестявания; осигуряване на образование и обучение в областта на енергийната ефективност, с акцент върху прилагането на енергийноефективни технологии или техники и ползите от тях.

Мерките за повишаване на енергийната ефективност ще бъдат подкрепени от добре проектирани и ефективни финансови инструменти, ще се насърчава и сътрудничеството между публични и частни заинтересовани страни за разработване на широкомащабни инвестиционни програми и схеми за финансиране.

IV. УСТОЙЧИВО ЕНЕРГИЙНО РАЗВИТИЕ ЗА ЧИСТА ЕНЕРГИЯ И ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ НА ИКОНОМИКАТА

1. Европейска рамка

Политиката в областта на енергията от възобновяеми източници е съществен елемент от националната и европейската енергийна политика и политиката в

областта на климатичните промени. Развитието и широкото използване на възобновяемата енергия е средство за постигане на целите и приоритетите на ЕС за 2030 г. в съответствие със споразумението от Конференцията на страните по Рамковата конвенция на Организацията на обединените нации (ООН) по изменение на климата (COP 21) в Париж и рамковата политика в областта на климата и енергетиката.

С Директива (ЕС) 2018/2001 за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници се определя общата цел от 32% за дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в ЕС, стойността и характера на секторните цели в областта на сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане, както и цели в транспортния сектор.

Централно място в политиката на ЕС в областта на енергетиката и климата в периода до 2030 г. е намаляване с 40% на емисиите на парникови газове под равнището от 1990 г. След 2020 г. годишното намаление на тавана на емисиите на парникови газове от секторите, попадащи в обхвата на Схемата за търговия с емисии (СТЕ) на ЕС, ще бъде увеличено от сегашните 1.74% на 2.2%. Емисиите на парникови газове от секторите извън СТЕ на ЕС ще трябва да се понижат с 30% под равнището за 2005 г., като свързаните с това усилия ще бъдат разпределени справедливо между държавите членки. От 2019 г. е установен резерв за пазарна стабилност на търговията по СТЕ. Този резерв е редуциран с излишъка от квоти за емисии натрупан през последните няколко години, като устойчивостта на системата спрямо значителни сътресения ще се подобри с въвеждането на автоматично регулиране на предлагането на квоти за продажби чрез търг.

2. Състояние на потреблението на енергия от възобновяеми източници

През последните години значително се увеличи потреблението на енергия от ВИ, като през 2018 г. достига дял от 20.53%² в брутното крайно потребление на енергията в страната, с което надхвърля определената в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници задължителна национална цел за 16% до 2020 г.

В количествено изражение през 2018 г. брутното крайно потребление на енергията от ВИ в страната е 2 230.1 ktoe и бележи ръст от 52.3% спрямо 2011 г. Увеличеното потребление на енергия от ВИ се дължи на ръст в потреблението на

² По данни на SHARES tool 2018, Евростат

енергия от ВИ във всички сектори: електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане и сектор транспорт.

Крайното потребление на електрическа енергия от ВИ през 2018 г. е увеличено и достига 738 ktce, в сравнение с 645.5 ktce през 2017 г. и 426.7 през 2011 г. За периода 2011-2018 г. е отбелязан ръст от 73%. С най-голям принос през 2018 г. е производството на електрическа енергия от водни електрически централи (ВЕЦ, 50.6%), следвано от електрическите централи на биомаса (ЕЦ на биомаса 17.4%), вятърните електрически централи (ВТЕЦ, 16.4%) и фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ, 15.6%) електрически централи.

Крайното потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ през 2018 г. е 1 349.2 ktce и бележи ръст спрямо 2017 г. (1 229.7 ktce) от 9.7% и 30.1% (1 037.4 ktce) спрямо 2011 г. С най-голям принос продължава да е твърдата биомаса (88.4% дял в крайното потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ).

Използваната енергия от ВИ в транспорта през 2018 г. е 218.6 ktce. Постигнатият дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в сектор транспорт е 8.06%. В сравнение с 2017 г. потреблението на енергия от ВИ се е увеличило с 15.7%, а спрямо 2011 г. е нараснало повече от 12 пъти. През 2018 г. в сектор транспорт са използвани конвенционални биогорива (131.7 ktce), биогорива от ново поколение (11.25 ktce) и електрическа енергия от ВИ (8.23 ktce).

3. Национални цели и политики

3.1. Развитие на енергията от възобновяеми източници

За осигуряване приноса на Република България за постигане на общата цел от 32% за дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в ЕС, Република България определя национална цел от 27.09% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.

Изпълнението на национална цел за 2030 г. се осигурява чрез постигане на секторните цели за електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане и транспорта.

За постигане на националната цел за дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. (27.09%) е прогнозирано следното разпределение по сектори:

- 30.33% дял енергията от ВИ в сектор електрическа енергия;
- 42.60% дял енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане;

- 14.2% дял енергията от ВИ в сектор транспорт.

В периода 2021-2030 г. развитието на сектор електрическа енергия ще бъде съобразено с: (1) възможността за максимално интегриране на произведената електрическа енергия от ВИ в електроенергийния пазар, (2) възможностите за децентрализирано производство на електрическа енергия, (3) осигуряване на електрическа енергия от ВИ на достъпна и възможно най-ниска цена за всички потребители, (4) насърчаване и улесняване на развитието на потреблението на собствена електрическа енергия от ВИ и създаване на общности за възобновяема енергия.

Подпомагането на производството на електрическа енергия от ВИ чрез преференциални цени и премии по вече сключени договори ще продължи до определените за това срокове.

Разширяване производството на електрическа енергия от ВИ ще е обвързано с възможността за максимално интегриране на произведената електрическа енергия на електроенергийния пазар, както и с отчитане на децентрализираното производство на електрическа енергия, в т.ч. създаване на условия за потребителите на собствена електрическа енергия от ВИ и общности за възобновяема енергия.

Изграждането на нови мощности за производство на електрическа енергия от ВИ ще бъде осъществявано на пазарен принцип. За стимулиране на децентрализираното производство на енергия от ВИ ще бъдат създадени условия крайните потребители, в частност битовите потребители, да имат право да участват в „общности за възобновяема енергия“, които могат да произвеждат, потребяват, акумулират или продават енергия от ВИ.

В периода 2020-2030 г. се предвижда нетната инсталирана мощност за производство на електрическа енергия от ВИ да се увеличи с 2 645 MW. Този ръст е съпроводен с увеличение на нетната инсталирана мощност ФЕЦ с 2 174 MW, при ВТЕЦ с 249 MW и ЕЦ на биомаса с 222 MW.

Възможност за стимулиране на производството на електрическа енергия от ВИ ще бъде предоставена чрез унифициране на издаваните гаранции за произход от Агенцията за устойчиво енергийно развитие с „Европейска система за енергийни сертификати“ и възможността за тяхното търгуване на Европейския пазар. За тази цел Агенцията за устойчиво енергийно развитие ще се присъедини към Асоциацията на издаващите органи (Association of issuing bodies - AIB).

За подпомагане на инвеститорите в процеса по издаване на разрешения от съответните компетентни органи при изграждането на централи за производство на

електрическа енергия от ВИ ще се създадат звена за контакт, които ще бъдат отговорни за осигуряване на необходимото административно обслужване на процеса по изграждане и въвеждане в експлоатация на енергийния обект.

Акцентът при използването на енергия от ВИ ще е поставен върху ефективното ѝ използване в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане, както и в търсенето на възможности за потреблението на биогорива от ново поколение и електрическа енергия от ВИ в сектор транспорт.

За по-широкото и ежегодно увеличаващо се потребление на енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане ще се дава приоритет на високоефективните отоплителни и охладителни инсталации, на въвеждането на иновативните технологии, използващи геотермална, хидротермална и слънчева енергия, и на използването на отпадна топлина и студ.

За постигането на 14.20% дял на енергията от ВИ в сектор транспорт ще се насърчава навлизането на биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни транспортни горива от небиологичен произход, рециклирани въглеродни горива и възобновяемата електрическа енергия, доставяна за сектора на пътния и железопътния транспорт. Също така ще се акцентира върху възможностите за стимулиране усвояването и използването на нови енергийни източници и технологии за тяхното оползотворяване. Потреблението на тези горива и енергия следва да допринесе за постигането на целите на политиката за енергийна диверсификация и декарбонизация на сектор транспорт. За използването на електрическа енергия от ВИ в транспорта, усилията ще бъдат насочени към разгръщане на електрическата мобилност, развитието и стимулиране използването на обществения електрически транспорт, както и към ускоряване интеграцията на съвременни технологии в железопътен сектор.

За стимулиране на мерки за повишаване на производството и потреблението на възобновяема енергия ще се използват възможностите, които предлагат различните финансови механизми, в т.ч. оперативни и национални програми.

3.2. Насърчаване използването на природен газ

Природният газ ще продължи да играе важна роля в енергийната система на ЕС в идните десетилетия, с хоризонт 2050 г. В публикуваното през ноември 2018 г. Съобщение от ЕК относно европейската дългосрочна визия за климатично неутрална икономика „Чиста планета за всички“ консумацията на природен газ се предвижда да продължи и в условията на климатична неутралност след 2050 г., макар и със силно намаляващи обеми и заместването му от нови декарбонизирани и синтетични газове. Към настоящия момент природният газ търгуван в ЕС е седем пъти над

обемите на търгуваната електрическа енергия. Прогнозите са за запазване на стабилно потребление на природен газ до 2030 г.

Природният газ е ефективен и достъпен енергиен източник, позволяващ бързо намаление на емисиите в широк спектър от стопанския живот и съдействащ за разходооправдана декарбонизация в дългосрочен план. В процеса на замяна на твърдите изкопаеми горива, природният газ би могъл да намали емисиите съществено чрез добре известни и доказани технологии и с разходи, които не застрашават конкурентоспособността.

Обединяването на потенциала на природния газ и другите нови декарбонизирани газове, адаптирането на газовата инфраструктура и интегрирането ѝ с електроенергийната ще подпомогне постигането на климатичните цели. Природният газ, в комбинация и с новите нискоемисионни газове ще продължат да имат важна роля за трудните за декарбонизиране сектори на икономиката. На този етап новите технологии за дългосрочна декарбонизация са все още в процес на разработка и не позволяват постигане на социално и икономически приемливи разходи при тяхното масово въвеждане.

Технологии „електрическа енергия-газ“ ще позволят по-тясно интегриране на електроенергийния и газовия сектор, висока гъвкавост на системата и намаляване на разходите. В условията на висок дял променлива енергия от ВИ, природният газ се превръща в основна базова и балансираща технология за развитието на ВИ и навлизането им в електроенергийната система.

Обединяването и интегрирането на енергийните сектори е ключов елемент от дългосрочната визия на ЕС за климатична неутралност. Използването на потенциала по разходооправдан начин на всички чисти енергийни източници и енергоносители е най-добрият и бърз подход за постигане на устойчива декарбонизирана икономика. Интегрирането на газовата, отоплителната и електроенергийна системи позволява повишаване на гъвкавостта на системата, на потенциала за съхранение на енергия, подобряване на ефективността и устойчивостта. Създаването на хибридна енергийна инфраструктура би могло да се реализира само при наличие на добре развити газови и електроенергийни мрежи.

В следващите десетилетия газовата инфраструктура ще се трансформира поетапно в интегрирана ключова инфраструктура, способна да транспортира не само природен газ, но и водород, биометан, синтетични газове. С цел газовата инфраструктура да е в състояние адекватно и сигурно да изпълнява нуждите на нискоемисионен и ВИ енергиен микс, тя следва да се поддържа и развива занапред.

Също така, иновативна възможност за уплътняване на капацитета на вече изградената мрежа е индиректната газификация чрез децентрализирани малки високоефективни модули за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

В периода от 2020 до 2030 г. се предвижда общата нетна инсталирана мощност на кондензационните и комбинираните централи на природен газ да се увеличи със 144 MW. След 2025 г. се очакват въвеждане на нови паро-газови централи на природен газ (CCGT), като общата им нетна инсталирана мощност ще достигне 422 MW до 2030 г.

3.3. Ролята на ядрената енергетика за осигуряване на беземисионна енергия

Ядрената енергия, като доказан беземисионен ресурс, е ключов елемент в структурата на енергийния баланс на страната за гарантиране на сигурни и надеждни енергийни доставки и ефективна борба с климатичните промени. Българската страна разполага с доказан и международно признат над 40 годишен опит в безопасната и сигурна експлоатация на ядрени реактори, с висококвалифициран човешки потенциал и ефективно развита енергийна инфраструктура.

Предвид това, България ще продължи да разчита на ядрената енергетика за осигуряване на устойчив енергиен микс. Продължаване на експлоатацията на наличните мощности, както и реализирането на нови ядрени мощности ще е от стратегическо значение за запазване на енергийната сигурност, редуциране на емисиите от парникови газове, както и намаляване на зависимостта от внос на енергийни ресурси по разходоефективен и конкурентоспособен начин.

В Съобщението на ЕК „Чиста планета за всички европейци“, която анализира възможните пътища за декарбонизиране на европейската икономика, се посочва, че климатично-неутралната енергийна система на ЕС през 2050 г. ще се базира основно на ВЕИ и ядрена енергия.

Европейската зелена сделка не изключва развитието на ядрената енергия. Доказателство за това са двете нови стратегии на ЕК за интегриране на енергийния сектор и развитие на водорода, лансирани на 8 юли 2020г. по линия на Европейската зелена сделка. В тях всички анализи и предложения се базират на данни от Съобщението на ЕК „Чиста планета за всички европейци“ и предоставят възможност за използване на ядрени технологии за производство на декарбонизирани газове, в т.ч. водород.

3.4. Модернизация на енергийния сектор за намаляване на емисиите на парникови газове

С цел модернизация на енергийния сектор на страната и в съответствие с чл. 10в от Директива (ЕС) 2018/410 за засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции и на Решение (ЕС) 2015/1814, Република България ще се възползва и от възможността за безплатно разпределение на квоти за емисиите на парникови газове на инсталации за производство на електрическа енергия в периода 2021-2030 г.

В периода 2021-2030 г., от Фонда за модернизация, между 10-те държави-бенефициери, в т.ч. и България, ще се разпределят около 310 милиона квоти или 2% от общото количество тръжни квоти. За България са определени 18 104 000 квоти, което представлява 5.84% от общото количество тръжни квоти. Квотите ще се продават на годишна база чрез търг в съответствие с правилата и условията за организиране на търгове в рамките на общата тръжна платформа.

Държавата ще оказва институционална подкрепа за ефективно използване на възможностите, които предоставя чл. 10г от Директива (ЕС) 2018/410, с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814 за използване на средства от Модернизационния фонд за подкрепа на инвестиции в: производството и използването на електрическа енергия от ВИ; подобряване на енергийната ефективност (с изключение на енергийната ефективност при производството на енергия от твърди изкопаеми горива); съхраняване на енергия и модернизиране на енергийните мрежи, на мрежите за пренос на електрическа енергия; за увеличаване на междусистемните връзки между държавите членки; за подкрепа на справедливия преход в зависими от въглерода региони в държавите членки бенефициери, така че да се подпомогнат пренасочването, преквалификацията и повишаването на квалификацията на работниците, образованието, инициативите за търсене на работа и стартиращите предприятия, в диалог със социалните партньори.

Проектът на бюджет на Модернизационния фонд за България е около 18 млн. квоти (540 млн. евро при средна цена 30 евро/тон).

Механизмът за справедлив преход е ключов инструмент, гарантиращ, че преходът към неутрална по отношение на климата икономика се осъществява по справедлив начин. Механизмът ще предоставя целева подкрепа за мобилизирането на най-малко 150 милиарда евро за периода 2021—2027 г. в най-засегнатите региони, за да се смекчат социално-икономическите последици от прехода. Механизмът за справедлив преход ще има три основни стълба на финансиране: Фонд за справедлив преход, InvestEU и механизъм за отпускане на заеми за публичния

сектор от Европейската инвестиционна банка. По линия на Фонда за справедлив преход за България е предвиден бюджет в размер на 1.178 млрд. евро.

Други източници на финансиране за прехода към нисковъглеродна икономика са:

- Рамковата програма за научни изследвания и иновации: „Хоризонт Европа“;
- Механизмът за свързване на Европа;
- приходи от продажба на квоти за емисии на парникови газове и възможност за дерогация по чл. 10в на Директивата (ЕС) 2018/410 за безплатно разпределение на квоти на инсталации за производство на електроенергия срещу инвестиции с цел модернизация, диверсификация и устойчива трансформация на енергийния сектор;
- Фондът за иновации.

V. ВНЕДРЯВАНЕ НА ИНОВАТИВНИ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВИТИЕТО НА ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР

1. Европейска рамка

Политиката в областта на иновациите е връзката между политиката за научни изследвания, технологично развитие и индустриалната политика. Правното основание за политиката на ЕС относно научните изследвания и технологичното развитие (НИТР) е посочено в членове 179—190 от Договора за функционирането на ЕС (ДФЕС). Основният инструмент на политиката на Съюза за НИТР е многогодишната рамкова програма, която определя целите, приоритетите и финансовия пакет за подпомагане за период от няколко години. На европейско равнище, вниманието на държавите членки е насочено и към реализиране на програми за внедряване на иновации в областта на енергетиката, като се основават на Европейския стратегически план за енергийни технологии (SET план), с цел инвестиране в нови високоефективни енергийни технологии. Обсъждат се промени в цялостния модел на енергетиката, а именно навлизане на интелигентни енергийни мрежи, съхранението на енергия и други иновативни технологии. В резултат на целенасочените усилия на научните и технически среди, енергоспестяващите технологии, които водят до значимо понижаване на енергийните разходи, повишаване на комфорта и качеството на живот на хората, се развиват с бързи темпове.

2. Национални цели и политики

Ускоряването, насърчаването и създаването на условия за иновации е от решаващо значение за ефективен и дългосрочен глобален отговор на изменението на климата и за насърчаването на икономическия растеж и устойчивото развитие.

Политиките и целите, които си поставя България за внедряване на иновативни технологии в реална, работеща среда са:

- въвеждане на пазарно ориентирани иновативни услуги, които отговарят на променящите се потребности и възможностите на потребителите и увеличават гъвкавостта на енергийната система;
- насърчаване изграждането на системи за съхранение на енергия, които ще допълват традиционния начин за съхранение на енергия, ще позволяват по-оптималното ѝ използване и по-лесното балансиране на ЕЕС във връзка с нарастването на производствените мощности за производство на електрическа енергия от ВИ;
- съхранение на енергия от ВИ в газопреносната мрежа чрез „Power-to-gas“ технология;
- насърчаване развитието на разпределителните мрежи, чрез въвеждането на интелигентни мрежи, които следва да се изграждат по начин, който насърчава децентрализираното производство на енергия и енергийната ефективност;
- насърчаване на използването на инсталации, подготвени за интелигентно управление и цифрови решения в сградния фонд за намаляване на потреблението на енергия;
- увеличаване броя на сгради с близко до нулево потребление на енергия, чрез използване на нови технологии и материали за обновяване на сгради и остъклени повърхности;
- внедряване на нови високоефективни енергийни технологии, водещи до значимо намаление на разходите за енергия;
- използване на водород за производство на топлинна и/или електрическа енергия;
- развитие на електромобилността и водородните технологии в сектор транспорт.

През следващите години, усилията на държавата ще бъдат насочени към внедряване на нови енергоспестяващи технологии, които имат значителен принос в понижаване на въглеродните емисии в атмосферата, намаляване на парниковия

ефект и прегряването на сградите. Ще се стимулира използването на съвременни иновационни технологии, които в значителна степен ще спират навлизането на ултравиолетовите и инфрачервените лъчи през остъклените повърхности на сградите. Това ще допринесе за значимо повишаване на енергийната ефективност на сградите и ще намали разходите на крайните клиенти за потребената от тях топлоенергия и електроенергия. Целта е чрез синергия между новите технологии със сравнително кратък срок на възвръщаемост на вложените инвестиции и контрола на потреблението на енергия, да се постигне бързо и осезаемо намаление на разходите за енергия и подобряване на жизнената и работна среда на българските граждани. Ангажирането на потребителите изисква наличието на подходящи стимули и технологии като интелигентните измервателни системи. Тези системи предоставят възможности на потребителите да получават в реално време точна информация и да управляват своето потребление или производство на енергия, да участват и да извличат ползи от програмите за оптимизация на потреблението и други услуги, както и да намаляват сметките си за електроенергия. Интелигентните измервателни системи дават възможност и на операторите на разпределителни мрежи да наблюдават по-добре мрежите си и вследствие на това да намаляват своите експлоатационни разходи и разходите за поддръжка, както и да отразяват тези икономии спрямо потребителите под формата на ниски тарифи за разпределение. Въвеждането на интелигентните измервателни системи в съчетание с високоефективните енергоспестяващи технологии от ново поколение, интелигентни системи за управление на мрежите и интелигентни системи за управление на сгради и промишлени обекти, и системите за съхранение на енергия, водят до ползи за всички участници на пазара, спестяване на енергия, както в крайното потребление, така и в ЕЕС и до опазване на околната среда.

На европейско ниво водородът се разглежда като един от ключовите елементи за постигане на целите на Европейската зелена сделка и прехода към чиста енергия. С европейската Водородната стратегия за климатично-неутрална Европа се идентифицират цели за производство на водород, както и подходи за реализиране на потенциала му, като средство за декарбонизиране на промишлеността, транспорта, сградния фонд и енергийния сектор. В тази връзка, Република България ще се присъедини към Европейския алианс за развитие на чист водород.

Водородът е енергоносител с почти нулеви емисии, който може да има много приложения в енергийния сектор на страната. Смесването на природния газ с водород е важна стъпка към декарбонизация на газоснабдяването и ще подпомогне прехода към нисковъглеродна икономика. Адаптирането на мрежите за пренос и разпределение на природен газ във „водородно готови“ ще превърне газопреносната инфраструктура на страната в силен стратегически актив.

Използването на водородни горивни клетки за осигуряване на енергия за отопление, охлаждане и потреблението на електрическа енергия в сградите е една от ключовите технологии, които могат да осигурят намаляване на емисиите от парниковите газове, спестяването на енергия, интегрирането на възобновяеми енергийни източници и решения за интелигентни мрежи. Горивните клетки допринасят за по-ефективно използване на природния газ в сградите чрез комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия като преобразуват природния газ в електрическа енергия при ефективност над 60%. Водородът и водородните горива като амоняк и синтетичен природен газ могат да бъдат използвани за производство на електрическа енергия в топлоелектрическите централи, за да се намали въглеродния отпечатък при производството на електрическа енергия.

Ключово предизвикателство за постигане на въглеродно неутрална енергийна система е намирането на нови решения за съхранение на енергия. „Power-to-gas“ е иновативна концепция, която свързва електрическата и газовата мрежа, като позволява гъвкаво управление на излишъка и недостига на електрическа енергия. Концепцията „Power-to-gas“ позволява преобразуването на електрическата енергия в газообразен енергоносител (водород и/или метан). Използването на „Power-to-gas“ технологии ще даде възможност за пренос, разпределение и съхранение на големи количества енергия от ВИ в газовата инфраструктура.

VI. ЕНЕРГИЙНИ ПРОГНОЗИ ДО 2030 Г. С ХОРИЗОНТ ДО 2050 Г.

Предвиденото развитие на енергийния сектор в настоящата Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 година с хоризонт до 2050 година се основава на разработени прогнозни енергийни баланси на страната, моделирани с продукта (B)EST модел за дългосрочно оценяване и енергийно планиране, разработен от E3-Modelling.

При прогнозирането бяха разгледани два сценария:

- Базов сценарий (със съществуващи политики и мерки), в който прогнозата се основава на политики и мерки действащи към настоящия момент.
- Целеви сценарий (с допълнителни политики и мерки), при който се постигат националните цели и приоритети за 2030 г.

Посочените сценарии са използвани и в Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021 – 2030 г., с което се постига съответствие между двата стратегически документа за страната.

Моделирането при двата сценария е извършено при едни и същи макроикономически показатели за брутен вътрешен продукт (БВП), БВП на глава от населението и придвижвания по отношение на населението на страната.

Отчетени са следните специфични условия, допринасящи за устойчивото енергийно развитие и енергийната сигурност на страната: (1) Повишаването на енергийната ефективност; (2) Използването на местните въглища като източник за производство на електрическа енергия; (3) Запазването на ролята на ядрената енергия чрез изграждането на два нови ядрени блока, всеки един от които с мощности от 1 000 MW и (4) Производството на електрическа енергия от ВИ без нови схеми за подпомагане, при пазарни условия.

1. Макроикономически прогнози за населението, БВП, цени на изкопаемите горива и въглеродните емисии

Таблица 3: Изменение на населението, млн. жители

Година	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Население	7	7	7	7	6	6	6

Източник: По данни на НСИ

Таблица 4: БВП по текущи цени, млн. евро

Година	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
БВП	45676	54045	62291	71057	78721	84833	89379	93322

Източник: По данни на Министерство на финансите и (B)EST модел, E3-Modelling

Таблица 5: Международни цени на изкопаемите горива, цени на въглеродните емисии в CTE на EC, EUR/toe

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Течни горива	88	104	115	119	125	129	132
Природен газ	57	65	70	75	78	79	80
Въглища	17	20	23	25	26	27	28
Цени на въглеродните емисии	30	45	60	60	60	60	60

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

2. Прогнози за изменението на основните енергийни показатели до 2030 г. с хоризонт до 2050 г.

Прогнозите за изменението на основните енергийни показатели, за електроенергийния баланс и за инсталираните електропроизводствени мощности в страната до 2050 г. са разработени въз основа на следните основни допускания и стратегически цели:

- Макроикономически растеж и секторна добавена стойност, проектиращи съответния растеж на търсенето и предлагането на енергия;
- Подходящи мерки за енергийна ефективност за постигане на намаляваща крива на енергийната интензивност на икономиката;
- Интегриран подход за моделиране на потреблението енергията, развитие на икономиката и околната среда, основани на исторически данни и прогнози, насочени към отразяване на възможно най-реалистично развитие на икономиката и обществото на страната;
- Включване на приложимите политики и ограничения на ЕС в областта на околната среда в моделирането и планирането на производството на енергия и изменението на климата;
- Развитие на енергийния, и по-специално на електроенергийния сектор, с акцент върху националната и регионалната енергийна сигурност, интеграцията на вътрешния пазар и балансиран микс от местни и вносни енергийни източници;
- Поддържане на устойчиво ниво на външна зависимост от внос на енергийни ресурси под средното за ЕС;
- Продължаване на либерализацията на енергийните пазари при осигуряване защита за уязвимите социални групи и управление на възможните социални рискове и отрицателни въздействия;
- Устойчиво развитие на енергията от ВИ на пазарна основа;
- Определянето на разумни цели за енергийна ефективност;
- Въвеждане на нова ядрена мощност в националния енергиен микс след 2030 г.

Таблица 6: Прогнозен енергиен баланс, Базов сценарий /без допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производство на първична енергия (GWh)	140400	142836	130040	128602	131838	133735	101718
Твърди горива	65121	64585	48425	24847	3315	1779	613
Нефт	278	266	257	250	243	234	226
Природен газ	1484	1750	3045	3106	3024	3303	4444
Ядрена енергия	46731	46731	46731	69197	91662	91662	44932
Водна енергия	4707	4707	4707	4707	4709	4713	4714
Биомаса и отпадъци	18556	19868	19432	19039	19528	20046	20480
Вятърна енергия	1451	1564	1901	1901	3608	6191	16659
Слънчева енергия	1664	2944	5141	5153	5333	5392	5440
Геотермална енергия	407	420	400	402	416	414	4210
Нетен внос (GWh)	83788	82647	85450	81957	75852	72276	78533
Твърди горива	9531	8848	7493	6525	5445	4833	4533
Нефт и нефтопродукти	51801	51160	48704	46127	44683	43095	41243
Природен газ	30389	30433	36417	36243	32557	30792	39555
Електроенергия	-7992	-8000	-8000	-7997	-8000	-8000	-8000
Биомаса и отпадъци	59	206	835	1059	1168	1557	1202
Брутно вътрешно потребление (GWh)	222578	223697	213573	208556	205548	203710	177825
Твърди горива	74652	73433	55917	31372	8759	6613	5145
Нефт и нефтопродукти	50482	49667	47083	44440	42876	41124	39154
Природен газ	31860	32157	39425	39283	35489	33998	43888
Електроенергия	-7992	-8000	-8000	-7997	-8000	-8000	-8000
Ядрена енергия	46731	46731	46731	69197	91662	91662	44932
Водна енергия	4707	4707	4707	4707	4709	4713	4714
Биомаса и отпадъци	18616	20074	20267	20098	20696	21603	21682
Вятърна енергия	1451	1564	1901	1901	3608	6191	16659
Слънчева енергия	1664	2944	5141	5153	5333	5392	5440
Геотермална енергия	407	420	400	402	416	414	4210

Крайно потребление на енергия (GWh)	116202	120129	120974	119431	118947	118461	118925
--	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Таблица 7: Прогнозен енергиен баланс, Целеви сценарий /с допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производство на първична енергия (GWh)	140419	144141	132994	129395	133669	135268	101576
Твърди горива	65128	64653	48294	23934	3096	1633	1120
Нефт	278	266	257	250	243	234	226
Природен газ	1478	1689	2795	3036	2849	3126	4797
Ядрена енергия	46731	46731	46731	69197	91662	91662	44932
Водна енергия	4707	4707	4707	4707	4709	4713	4713
Биомаса и отпадъци	18576	21293	22751	20817	21154	21305	22488
Вятърна енергия	1451	1564	2049	2049	4394	6883	11719
Слънчева енергия	1665	2813	4998	5001	5148	5300	7374
Геотермална енергия	403	424	411	405	416	412	4206
Нетен внос (GWh)	83855	80784	81000	79592	72503	69324	80002
Твърди горива	9492	8406	6559	5758	4873	4476	4335
Нефт и нефтопродукти	52035	50881	48488	45271	43478	41794	39446
Природен газ	30268	29373	33423	35430	30669	29141	42697
Електроенергия	-7997	-8000	-8000	-7998	-8000	-7994	-8000
Биомаса и отпадъци	57	123	529	1132	1483	1906	1524
Брутно вътрешно потребление (GWh)	222663	223139	212078	206984	204030	202290	179152
Твърди горива	74620	73059	54853	29691	7969	6109	5455
Нефт и нефтопродукти	50716	49387	46867	43584	41672	39823	37358
Природен газ	31734	31036	36181	38400	33425	32171	47383
Електроенергия	-7997	-8000	-8000	-7998	-8000	-7994	-8000
Ядрена енергия	46731	46731	46731	69197	91662	91662	44932
Водна енергия	4707	4707	4707	4707	4709	4713	4713

Биомаса и отпадъци	18634	21417	23280	21949	22637	23211	24012
Вятърна енергия	1451	1564	2049	2049	4394	6883	11719
Слънчева енергия	1665	2813	4998	5001	5148	5300	7374
Геотермална енергия	403	424	411	405	416	412	4206
Крайно потребление на енергия (GWh)	116110	119558	119977	118262	117708	117276	117912

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Базовият сценарий е разработен като база за сравнение с Целевия сценарий и предвижда през 2030 г. с 2.2% по-малко производство на първична енергия в сравнение с Целевия сценарий, като тази разлика по двата сценария намалява в перспектива до 2050 г. При Базовия сценарий се очаква производство на първична енергия през 2030 г. да намалява със 7.4% спрямо 2020 г. и с 22% през 2050 г. спрямо 2030 г., докато при Целевия сценарий намалението е с 5.3% през 2030 г. спрямо 2020 г. и с 24% през 2050 г. спрямо 2030 г.

Предвиденото по-голямо производство на първична енергия при Целевия сценария се дължи предимно на увеличаване на енергията от ВИ (вятърна, слънчева и геотермална енергия, и биомаса) до 2030 г. и в перспектива до 2050 г. При Целевия сценарий се предвижда по-бавен темп на намаляване на първичното производство на твърди горива до 2030 г. При двата сценария първичното производство на водна и ядрена енергия остава непроменено до 2030 г.

При Базовия сценарий нетният внос през 2030 г. е с 5.2% по-голям от този при Целевия, което се дължи на прогнозирано по-голямо количество на внесените горива. Това е причината, поради която зависимостта на страната от внос на горива и енергия при Целевия сценарий е по-благоприятна и възлиза на 37.9% през 2030 г., докато при Базовия сценарий този показател е близо 40%. В перспектива до 2050 г. поради увеличаване на нетния внос на природен газ (7.9%) и на биомасата (26.8%) при Целевия сценарий, в сравнение с Базовия сценарий, нетният внос нараства и е с 1.9% по-голям. При двата сценария нетният внос на електрическа енергия за периода 2020-2050 г. е (- 8 000 GWh).

Брутното вътрешно потребление на горива и енергия в страната по двата сценария е близко по стойност през 2030 г. и през 2050 г. С цел постигане на националната цел за дял на енергията от ВИ през 2030 г. при Целевия сценарий е прогнозирано с 10.9% по-голямо потребление на енергия от ВИ. През 2030 г. при Целевия сценарий с цел спазване на европейските екологични изисквания е предвидено с 1.9% по-ниско потребление на въглища отколкото при Базовия

сценарий. В перспектива до 2050 г. предвиденото количество природен газ по Целевия сценарий се увеличава и е със 8% повече отколкото при Базовия сценарий.

По отношение на енергийната ефективност при Целевия сценарий през 2030 г. се постига по-ниска стойност на енергийната интензивност от 2 984.6 MWh/М€, докато при Базовия сценарий тя достига 3 005.7 MWh/М€.

Прогнозираното развитие на енергията от ВИ при Целевия сценарий позволява постигане на националната цел от 27.09% дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. и отговаря на препоръката на ЕК, България да повиши равнището на амбициозност за 2030 г., като предвиди дял на енергия от ВИ най-малко 27%. По Базовия сценарий възможният дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия е значително по-нисък и ще бъде 24.72%, като 14% задължителен дял на енергията от ВИ в сектор транспорт няма да бъде постигнат с повече от 2 процентни пункта (11.98%).

Прогнозираното крайно потребление на енергия за периода 2020-2030 г. и по двата разглеждани сценария предвижда увеличение, което е резултат от очаквания икономически растеж.

Таблица 8: Прогноза за крайното потребление на енергия, Базов сценарий /без допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Крайно потребление по горива и енергия (GWh)	116202	120129	120974	119431	118947	118461	118925
Твърди горива	4189	3870	3399	2739	1568	890	566
Нефтопродукти	40439	41645	40497	38229	36726	35559	35081
Природен газ	15769	15341	15651	15154	15380	15152	15141
Електрическа енергия	30374	32487	34421	36569	37850	38971	39313
Топлинна енергия	9520	10036	10093	9841	9823	9676	9431
ВЕИ	15910	16751	16912	16898	17599	18214	19394
Крайно енергийно потребление по сектори (GWh)	116202	120129	120974	119431	118947	118461	118925
Индустрия	33039	34094	34696	34414	34497	34416	34539
Транспорт	42168	43643	43590	42031	40689	39969	40129
Домакинства	26886	27486	28006	28260	28961	29193	29388
Услуги	14108	14907	14682	14726	14800	14884	14870

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Таблица 9: Прогноза за крайното потребление на енергия по горива и сектори, Целеви сценарий /с допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Крайно потребление по горива и енергия (GWh)	116110	119558	119977	118262	117708	117276	117912
Твърди горива	4190	3286	2180	1704	781	388	282
Нефтепродукти	40436	41348	40108	37386	35438	34170	33682
Природен газ	15704	14849	14540	14713	15031	14880	15278
Електрическа енергия	30408	32354	34203	36438	37885	39057	39241
Топлинна енергия	9457	9865	9758	9583	9609	9543	9331
ВЕИ	15915	17856	19189	18437	18963	19237	20099
Крайно енергийно потребление по сектори (GWh)	116110	119558	119977	118262	117708	117276	117912
Индустрия	33030	33904	34461	34103	34191	34103	34210
Транспорт	42162	43594	43447	42001	40619	39902	40258
Домакинства	26886	27274	27550	27643	28325	28607	28809
Услуги	14033	14786	14519	14514	14573	14664	14635

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Прогнозираното при Целевия сценарий крайно потребление на енергия е по-ниско отколкото при Базовия сценарий, съответно с 0.8% през 2030 г. и с 0.9% през 2050 г. През 2030 г. и през 2050 г. по с Целевия сценарий се очаква използваните конвенционални горива и енергия да са по-малко отколкото при Базовия сценарий.

Изключение се наблюдава при предвиденото крайно потребление на енергията от ВИ по Целевия сценарий, което през 2030 г. по Целевия сценарий е с 13.5% повече в сравнение с Базовия сценарий, а през 2050 г. с 3.6%.

По Целевия сценарий през 2030 г. и 2050 г. крайното потребление на енергия намалява във всички сектори на икономиката, спрямо прогнозираните количества горива и енергия при Базовия сценарий. Незначително увеличение се наблюдава през 2050 г. по Целевия сценарий само в сектор транспорт, където потреблението се увеличава с 0.3% в сравнение с Базовия сценарий.

Таблица 10: Прогноза за електроенергиен баланс, Базов сценарий /без допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Брутно производство на електрическа енергия (GWh)	48 455	50 270	51 224	52 852	53 328	54 536	54 290
АЕЦ	15 800	15 800	15 800	24 018	32 237	32 237	16 437
ВЕЦ	4 707	4 707	4 707	4 707	4 709	4 713	4 714
ВтЕЦ	1 451	1 564	1 901	1 901	3 608	6 191	16 659
ФЕЦ	1 402	2 653	4 841	4 841	4 841	4 841	4 822
Електрически централи на конвенционални горива и биомаса, в т.ч.:	25 095	25 546	23 974	17 384	7 934	6 555	11 659
ТЕЦ без технология за улавяне на въглеродния двуокис	483	240	120	0	0	0	0
ТЕЦ на лигнитни въглища без технология за улавяне на въглеродния двуокис	21 752	20 989	16 342	8 400	1 086	578	182
Комбиниран центри на въглища	404	436	338	338	338	338	338
Паро-газови централи без технология за улавяне на въглеродния двуокис	0	0	3 228	6 455	4 550	3 475	8 987
Кондензационни и комбинирани централи на природен газ	2 168	2 425	2 457	693	453	489	388
ЕЦ на биомаса	287	1 456	1 488	1 497	1 506	1 674	1 386
Геотермални електрически централи	0	0	0	0	0	0	378
Нетно производство на електрическа енергия (GWh)	43 949	45 981	47 732	49 922	50 957	52 247	52 835
Износ на електрическа енергия (GWh)	7 992	8 000	8 000	7 997	8 000	8 000	8 000
Крайно потребление на електрическа енергия (GWh)	30 374	32487	34 421	36 569	37 850	38 971	39 313

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Таблица 11: Прогноза за електроенергиен баланс, Целеви сценарий /с допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Брутно производство на електрическа енергия (GWh)	48 518	50 123	50 978	52 671	53 336	54 590	54 147
АЕЦ	15 800	15 800	15 800	24 018	32 237	32 237	16 437
ВЕЦ	4 707	4 707	4 707	4 707	4 709	4 713	4 713
ВтЕЦ	1 451	1 564	2 049	2 049	4 394	6 883	11 719
ФЕЦ	1 402	2 506	4 652	4 652	4 652	4 747	6 759

Електрически централи на конвенционални горива и биомаса, в т.ч.:	25 158	25 545	23 770	17 244	7 345	6 010	14 519
ТЕЦ без технология за улавяне на въглеродния двуокис	480	240	120	0	0	0	0
ТЕЦ на лигнитни въглища без технология за улавяне на въглеродния двуокис	21 756	21 054	16 392	8 184	1 086	578	396
Комбиниранни централи на въглища	402	437	338	338	338	338	338
Паро-газови централи без технология за улавяне на въглеродния двуокис	0	0	3 228	6 455	3 787	2 689	10 953
Кондензационни и комбиниранни централи на природен газ	2 230	2 273	1 920	644	414	508	470
ЕЦ на биомаса	290	1 541	1 772	1 623	1 719	1 896	1 985
Геотермални електрически централи	0	0	0	0	0	0	378
Нетно производство на електрическа енергия (GWh)	43 995	45 827	47 475	49 742	50 965	52 286	52 577
Износ на електрическа енергия (GWh)	7 997	8 000	8 000	7 998	8 000	7 994	8 000
Крайно потребление на електрическа енергия (GWh)	30 408	32 354	34 203	36 438	37 885	39 057	39 241

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Съгласно прогнозите в Базовия сценарий брутното производство на електрическа енергия ще се увеличи през 2030 г. с 5.7% спрямо 2020 г. и с 6.0% през 2050 г. спрямо 2030 г. Брутното производство на електрическа енергия в Целевия сценарий се повишава със 5.1% през 2030 г. спрямо 2020 г. и с 6.2% през 2050 г. спрямо 2030 г. Това се дължи на планирания ръст в производството от ФЕЦ, ВТЕЦ и ЕЦ на биомаса. И при двата сценария брутното производство от АЕЦ и ВЕЦ остава непроменено до 2030 г.

Нетното производство на електрическа енергия при Базовия сценарий се увеличава с 8.6% през 2030 г. спрямо 2020 г., докато това увеличение в Целевия сценарий е 7.9%. И при двата сценария през 2050 г. има увеличение с 10.7% спрямо 2030 г.

Износът на електрическа енергия и в двата сценария остава постоянен. България ще остане нетен износител, предоставяйки постоянен годишен нетен обем за износ от около 8 000 GWh електроенергия и в двата сценария: Целеви и Базов, което ще окаже положително въздействие върху търговския баланс.

Крайното потребление на електрическа енергия при Базовия сценарий се увеличава с 13.3% през 2030 г. спрямо 2020 г., а при Целевия сценарий с 12.5%. През 2050 г. увеличението спрямо 2030 г. е 14.2% при Базовия сценарий и 14.7% при Целевия сценарий.

Таблица 12: Прогноза за нетна инсталирана мощност на електрическите централи, Базов сценарий /без допълнителни мерки /

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Нетна инсталирана мощност (GW)	12.426	12.817	13.902	14.015	15.628	16.306	19.263
АЕЦ	1.889	1.889	1.889	2.889	3.889	3.889	2.000
ВЕЦ	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508
ВтЕЦ	0.699	0.749	0.887	0.887	1.516	2.463	6.276
ФЕЦ	1.042	1.883	3.343	3.343	3.343	3.343	3.330
Електрически централи на конвенционални горива и биомаса, в т.ч.:	6.288	5.788	5.275	4.388	4.373	4.103	5.149
ТЕЦ без технология за улавяне на въглеродния двуокис	0.476	0.328	0.230	-	-	-	-
ТЕЦ на лигнитни въглища без технология за улавяне на въглеродния двуокис	3.688	2.967	2.202	1.367	1.367	0.989	0.989
Комбиниранни централи на въглища	0.137	0.137	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087
Паро-газови централи без технология за улавяне на въглеродния двуокис	-	-	0.422	0.843	0.843	0.843	1.687
Кондензационни и комбиниранни централи на природен газ	1.909	2.128	2.101	1.856	1.838	1.869	2.031
ЕЦ на биомаса	0.079	0.229	0.234	0.235	0.238	0.314	0.289
Геотермални електрически централи	-	-	-	-	-	-	0.066

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Таблица 13: Прогноза за нетна инсталирана мощност на електрическите централи, Целеви Сценарий /с допълнителни мерки/

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Нетна инсталирана мощност (GW)	12.426	12.699	13.855	13.971	15.819	16.568	19.382
Ядрена енергия	1.889	1.889	1.889	2.889	3.889	3.889	2.000
ВЕЦ	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508	2.508
ВтЕЦ	0.699	0.749	0.948	0.948	1.811	2.723	4.500

ФЕЦ	1.042	1.785	3.216	3.216	3.216	3.277	4.555
Електрически централи на конвенционални горива и биомаса, в т.ч.:	6.289	5.769	5.294	4.410	4.395	4.171	5.820
ТЕЦ без технология за улавяне на въглеродния двуокис	0.476	0.328	0.230	-	-	-	-
ТЕЦ на лигнитни въглища без технология за улавяне на въглеродния двуокис	3.688	2.967	2.202	1.367	1.367	0.989	0.989
Комбиниранни централи на въглища	0.137	0.137	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087
Паро-газови централи без технология за улавяне на въглеродния двуокис	-	-	0.422	0.843	0.843	0.843	2.109
Кондензационни и комбиниранни централи на природен газ	1.909	2.084	2.052	1.807	1.790	1.881	2.233
ЕЦ на биомаса	0.080	0.253	0.302	0.306	0.309	0.371	0.335
Геотермални електрически централи	-	-	-	-	-	-	0.066

Източник (B)EST model, E3-Modelling

Съгласно прогнозите и при двата сценария нетните производствени мощности ще се увеличат с 12% и ще достигнат 13.9 GW (2030 г. спрямо 2020 г.). Причина за това е нарастването на нетните производствените мощности от възобновяеми енергийни източници (с 59%), използващи вятърна и слънчева енергия. При Базовия сценарий през 2050 г. се очаква нетната инсталирана мощност да достигне 19.3 GW, което е ръст от 38.6% спрямо 2030 г. При целевия сценарий през 2050 г. се очаква нетната инсталирана мощност да достигне 19.3 GW, което е ръст от 39.9% спрямо 2030 г. Значим ръст се очаква при нетните производствени мощности на БЕИ, които от 6.67 GW през 2030 г., ще достигнат 11.6 GW през 2050 г., което е увеличение от 73.3%.

Целевият сценарий води до намаляване на вредните емисии (в т.ч. ПЧ и SO_x) и парниковите газове по-ефективно от Базовия сценарий, което има положително отражение върху качеството на живот на населението.

С цел гарантиране сигурността и устойчивото развитие на енергийната система, българската държава ще се стреми да изпълнени заложените в Целевия сценарий показатели. Предвидените за 2050 г. електропроизводствени мощности ще осигурят прогнозираното потребление на електрическа енергия в страната и ще предоставят възможности за износ на електрическа енергия. По този начин Република България ще запази ролята си на нетен износител на електрическа енергия в общия европейски енергиен пазар и в този в региона.

Извършеното сравнение на двата сценария показва, че Целевият сценарий позволява по-стриктно спазване на европейските екологични изисквания при производството на енергия. При този сценарий се постигат по-добри показатели по отношение на енергийната ефективност и увеличаване използването на енергия от ВИ. Това е възможният сценарий, по който Република България ще успее до 2030 г. да постигне заложените национални цели и приоритети, като гарантира защита на българските интереси.

VII. МОНИТОРИНГ И АКТУАЛИЗАЦИЯ

Стратегията за устойчиво енергийно развитие на Република България е разработена в дългосрочен план с гъвкавостта да отговори на развитието на енергийните технологии и предизвикателствата през следващите десетилетия.

В съответствие с принципите на доброто управление, динамично развиващата се европейска енергийна политика, икономическата, социалната и технологичната среда е необходимо вземането на обосновани управленски решения за по-нататъшното развитие на енергийния сектор.

В тази връзка Министерството на енергетиката осъществява мониторинг и оценка за напредъка по изпълнението на Стратегията за устойчиво енергийно развитие на Република България, като ще се изготвят двугодишни доклади за напредъка включващи анализ на изпълнението на заложените цели и приоритети и при необходимост предложения за адаптация и актуализация на Стратегията.

Чрез провеждането на мониторинг и при необходимост от актуализация ще се минимизира рискът от евентуални отклонения от заложените политики и приоритети и ще се гарантира поддържането на дългосрочната визия за енергийния сектор, зададена в Стратегията за устойчиво енергийно развитие.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При реализиране на заложените политики, приоритети, цели и прогнози в Стратегията за устойчиво енергийно развитие на Република България до 2030 г. с хоризонт до 2050 г., ще се постигне:

- ⇒ Сигурна и устойчива енергийна система;
- ⇒ Високотехнологична, конкурентна и финансово стабилна енергетика;
- ⇒ По-ефективно използване на енергията;
- ⇒ Добре развита инфраструктура и междусистемна свързаност;
- ⇒ Производство и потребление на повече чиста енергия;

- ⇒ По-ниска енергийна интензивност във всички сектори на икономиката на страната;
- ⇒ Достъпна енергия на справедливи цени за българските граждани и бизнеса.

Списък на съкращенията

МЕ	Министерство на енергетиката
ЕС	Европейски съюз
ЕК	Европейска комисия
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
НСИ	Национален статистически институт
ЕСО	Електроенергиен системен оператор
НЕК	Национална електрическа компания
ENTSO-E	Европейска мрежа на оператори на електропреносни мрежи
ЗЕ	Закон за енергетиката
НПДЕЕ	Национален план за действие по енергийна ефективност
БНЕБ	Българска независима електроенергийна борса
АЕЦ	Атомна електроцентрала
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВИ	Възобновяеми източници
ВЕЦ	Водоелектрическа(и) централа(и)
ТЕЦ	Топлоелектрическа(и) централа(и)
ТФЕЦ	Топлофикационна(и) електроцентрала(и)
ЗТЕЦ	Заводска топлоелектрическа(и) централа(и)
ЕЦ	Електроцентрала(и)
ЕЕС	Електроенергийна система
СТЕ	Схема за търговия с емисии
ПГХ	Подземно газово хранилище
LNG	Терминал за втечнен природен газ
ГИС	Газоизмервателна станция
КС	Компресорна станция

п/ст	Подстанция
ГГИ	Големи горивни инсталации
ОРУ	Открита разпределителна уредба
БКПЕ	Брутно крайно потребление на енергия
БВПЕ	Брутно вътрешно потребление на енергия
БВП	Брутен вътрешен продукт
СТЕ	Схема за търговия с емисии
CO₂	Въглероден диоксид
GW	Гигават
GWh	Гигават час
MW	Мегават
MWh	Мегават час
kV	Киловолт
ktoe	Килотон нефтен еквивалент