



Договор с предмет:

„Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”

**Окончателен доклад, обобщаващ
всички анализи и заключения и
препоръки в цялостна Национална
стратегия в областта на енергетиката с
фокус върху електроенергетиката**

30 април 2018 г.

Управление и участие в проекта

**Национална стратегия в областта на енергетиката
(с фокус върху електроенергетиката)**

възложен на Българската академия на науките от Правителството на Р България
(Решение № 1068/15.12.2016 г. на МС)

Водещ институт: Институт за икономически изследвания (ИИИ) при БАН

Екип за управление на проекта:

Ръководител:

Проф. д-р Александър Тасев – директор на ИИИ при БАН (2016-2020 г.)

Членове:

Проф. д-р Митко Димитров – ИИИ при БАН

Проф. д-р Йордан Христосков – ИИИ при БАН

Проф. д-р Даниела Бобева – ИИИ при БАН

Проф. д-р Георги Шопов – ИИИ при БАН

Проф. д-р Спартак Керемидчиев – ИИИ при БАН

От Българската академия на науките са участвали и следните институти:

- *Национален институт по метеорология и хидрология*
- *Институт по електрохимия и енергийни системи*
- *Институт за изследване на населението и човека*
- *Централна лаборатория по слънчева енергия и нови енергийни източници*
- *Институт по металознание, съоръжения и технологии*
- *Институт по инженерна химия*

За първичните анализи в секторите на производство и разпределение на електрическа енергия са използвани данни със съдействието на всички основни електропроизводители в България и експертизи от Минпроект, ЕСО, ТУ София и др. Бяха проведени срещи и обсъждания с широк кръг от производители, търговци и големи потребители на електрическа енергия.

По проекта са работили над 50 учени и експерти, в т.ч. водещи експерти в електроенергетиката:

Инж. Антон Иванов

Юрист Анна Димитрова

Д-р Любомир Денчев

Инж. Д-р Стефан Сулаков

Проф. Никола Калоянов

Антони Желязков – БНЕБ ЕАД

Инж. Георги Босев

Инж. Асен Николов

Инж. Иван Арсениев

Инж. Данаил Тафров

ПРЕДГОВОР

Февруари 2024

През 2017 г. БЕХ ЕАД възлага на Българската академия на науките разработване на проект „Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”, с първоначален хоризонт до 2040 г. и водещ изпълнител Института за икономически изследвания при БАН, като изрично извежда два основни акцента:

- Анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване с дълъг цикъл на производство, за изграждане на атомна електроцентрала на площадката „Белене” на пазарен принцип.
- Анализ на перспективите за работа на въглищните централи в комплекса Марица изток.

За изпълнение на задачата Институтът за икономически изследвания, подпомаган от шест института към Академията, извърши мащабна дейност по прецизиране на задачата, разработване на методиката за работа, развитието на модели и прогнози, които бяха систематизирани в осем взаимосвързани глави и публикувани на сайта на БАН в три междинни доклада. Обобщаващият доклад със заглавие „Окончателен доклад, обобщаващ всички анализи и заключения и препоръки в цялостна Национална стратегия в областта на енергетиката с фокус върху електроенергетиката” беше представен на Възложителя и одобрен през 2018 г., но **неговото публикуване става възможно сега с любезното съгласие на Министерство на енергетиката.** Съдържанието на издадените доклади обхваща:

➤ **Междинен доклад 1** с обхват:

- „Цялостна макроикономическа оценка на развитието на българската и европейските икономики в следващите десетилетия“
- „Анализ на състоянието и перспективите на развитие на енергетиката в България. Прогнози на електропотреблението до 2040 г.”
- „Анализ на състоянието и развитие на електроенергийния сектор, обхващащ анализи за очаквано електропроизводство до 2040 г. и задоволяване на електропотреблението с минимални разходи”
- „Изследване на тенденциите на развитие на енергийните пазари в Европа и възможностите на България да продължи да бъде износител на електроенергия”
- „Разработване на препоръки за необходимостта от изграждане на нови мощности”

➤ **Междинен доклад 2** с обхват:

- „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол”

➤ **Междинен доклад 3** с обхват:

- „Анализ на състоянието и перспективи за развитие на „Мини Марица-Изток”

- „Социални измерения на развитието на електроенергетиката и на либерализацията на електроенергийния пазар”

Методология – разработени модели за нуждите на проекта

Методологията за изпълнение на проекта стъпва върху разработени от колектива специално за случая модели с уникален характер:

- *Финансово-икономически модел (ФИМ) – адаптиран за оценка на икономическото развитие на България.*
- *Иконометричен модел за прогнозиране на потреблението на електроенергия в България и в региона.*
- *Иконометричен модел за прогноза на цените на електрическа енергия на електроенергийните борси в България и в страните от региона.*
- *Модел на почасови профили и диспечирание на електрическите товари за национален и регионален пазар.*
- *Финансов модел за прогнозиране на паричните потоци от потенциалното изграждане на АЕЦ „Белене“, който може да бъде използван и в бъдещите преговори със стратегически инвеститори.*
- *Методика за изчисляване на енергийната бедност по различни показатели и за нейното прогнозиране.*

Методически прогнозите, разработени в рамките на проекта, бяха изведени в сценарии, като бяха отчетени различните възможни развития в проблемните области. Резултатите от анализите, които получиха своята обосновка в рамките на трите доклада, съставиха основата за извеждане на стратегическите заключения, представени в Обобщаващия доклад, в който хоризонтът се екстраполира до 2050 г.

Шест години по-късно може да се твърди, че приложеният методически подход и резултатите са актуални и сега, темите за анализ на оптимална стратегия за реализация на проект за нова ядрена мощност и перспективите за работа на централите в комплекса Марица изток остават централни за енергийния сектор, а либерализацията на пазара на електрическа енергия и социалните измерения на енергийния преход имат все така висока обществена значимост. Същевременно динамиката в националната и европейската правна рамка продължава да налага необходимостта от текуща преоценка на плановете в енергийния сектор и обосноваване на необходимостта от нови нискоемисионни мощности.

Въпреки настъпилата в периода 2019-2023 г. динамика, породена от поредицата кризи и отражението им върху цените на енергийните ресурси и електрическата енергия, общите цели на Европейския съюз остават непроменени. Дори бяха гласувани решения за поемане на по-амбициозни цели в областта на декарбонизацията на енергетиката и икономиката. Поради това остава необходимостта от задълбочена оценка на промените в европейските регламенти с оглед на определяне на рамките, в които трябва да се разполага националната енергийна стратегия.

Повишените климатични амбиции на Европейския съюз вече се отразиха на електроенергийния микс у нас, като само през 2022 и 2023 г. производствените капацитети от слънчева енергия се удвоиха, а през последната година производството на електрическа енергия от въглища силно намаля.

Макроикономическото състояние и развитие остава водещ фактор при оценка на необходимите производствени мощности. Приложеният в Доклада базов анализ за макроикономическо развитие е развит чрез прилагане на Финансово-икономическия модел – ФИМ и включва седем поведенчески и осем дефиниционни уравнения и 28 основни стартови променливи и показатели, подредени в пет групи.

Икономиката е инертна система и е необходимо време, за да се почувстват резултатите от провеждането на определена политика. Въпреки това трябва да се отбележи, че тенденциите за макроикономическо развитие на България в изминалите години остават в рамките на анализирания вариант на *среден растеж*. У нас продължават да се наблюдават ефектите на демографска криза, която до голяма степен е предизвикана и се поддържа от спада на икономическото равнище и продължаващото изоставане от другите страни-членки на ЕС. Все още е в сила заключението, че съотношението между поддържащите и задържащите фактори е в полза на последните. При различните варианти на растеж се наблюдава забавяне от 10 до 15 години на навлизането на новите технологии в бизнеса спрямо водещите европейски икономики и от 15 до 20 години – в бита. Този аспект е важен с оглед на прогнозиране на навлизането на новите технологии у нас и потенциала им да променят характера на производството и потреблението на енергия и в частност на електрическа енергия.

Анализите извеждат ключовите действия в средносрочен план, които до голяма степен предопределят рамките за стратегическо планиране към 2040 г. и след това. Съответно междинните доклади разглеждат в детайли сценариите за развитие на електроенергетиката до 2030 г.

При прогнозиране на електропотребностите са използвани окрупнени показатели, като е анализирана енергийната интензивност на българската икономика, и е търсен отговор на въпроса дали е реалистично да се мисли, че увеличението на БВП през следващите години (до 2030 г.) може да бъде постигнато при потребление на същото количество енергия.

Анализът включва оценки на секторно ниво, а прогнозата за крайното електропотребление за България е изготвена в три сценария до 2040 г. Използван е собствен модел и са идентифицирани над 35 фактора, от които зависи крайното потребление на електроенергия по сектори на икономиката. Отчетени са спецификите на местната икономика, открити при детайлен анализ на енергийното и в частност електроенергийното състояние по сектори на икономиката. Умереният сценарий при потреблението е препоръчан като референтен, като при него се наблюдава относително слаб, но устойчив ръст при потреблението до 2030 г. В следващите периоди ръстът на електропотреблението зависи от навлизането на новите технологии в различните сектори у нас, както и от общото икономическо развитие на страната.

След публикуването на трите междинни доклада настъпиха поредица от кризи, със силно влияние върху икономиката на страната, а електроенергийният сектор беше подложен на резки пазарни промени. Въпреки тези външни въздействия, може да се посочи, че основните фактори, които са залегнали при разработване на моделите, се потвърдиха. При прогнозиране на потреблението основните фактори остават двигателите за индустриалното производство и услугите, които в условията на икономически ограничения намаляват своята активност. Ниските цени на регулирания пазар продължават да поддържат нивото на потребление на домакинствата, но това е съпроводено със слаб интерес към мерки за енергийна ефективност.

Изведен е специален акцент върху потреблението на електроенергия в региона с оглед на оценка на влиянието на пазарната интеграция върху доставките за националния

пазар. Обоснован е изводът, че в региона се очертават дефицити при два от прогнозните сценарии, като тази тенденция понастоящем не се откроява поради ниското потребление.

При всички прогнозни сценарии се предвижда разрастване на регионалната търговия на електроенергия. През последните години се разшири изграждането на междусистемните връзки на основата на проектите от общ интерес. В условията на либерален пазар търсенето на енергия с конкурентна цена стимулира трансграничния пренос и мотивира производителите на електроенергия да намалят себестойността на производството си. По този начин регионалният пазар на електрическа енергия се превръща в силно конкурентен пазар, при който възможностите за държавна намеса за непазарна подкрепа намаляват.

При разработването на проекта на стратегия, националният електроенергиен пазар все още не беше интегриран в общия европейски пазар, а либерализацията на пазара обхващаше само потребителите на високо и средно напрежение. Националната електроенергийна борса беше започнала своята дейност отскоро.

Разработеният ценови модел отчита силното влияние на регулаторни решения, пазарната интеграция в региона, ценовото въздействие на енергийните ресурси и особено на цените на въглеродните квоти. Тези фактори продължават да са водещи и понастоящем.

Ценовите модели са приложими към условията през 2018 г., но поради концептуалната промяна с въвеждане на общия електроенергиен пазар на ЕС и механизмите за подкрепа на нискоемисионните производства след 2019 г., понастоящем те не са пряко приложими.

Съществените промени, както на пазарната интеграция в региона, така и поради настъпилите кризи, предопределят съществени отклонения на текущите цени на референтните борси от прогнозираните диапазони в абсолютно изражение, **но при отчитане на зададения с административни мерки висок ръст на цените за CO₂ квоти се вижда, че прогнозите са коректни.** И в дългосрочен план най-съществено влияние на ценовите нива ще оказва политиката на ЕС за декарбонизация, която се реализира с подкрепа за инвестиции във ВЕИ проекти и отказ от активи, работещи с изкопаеми горива. Основен инструмент за реализация на тези политики е търговията с CO₂ емисии, които текущо се търгуват на значително по-високи нива от прогнозираните през 2017-2018 г. **Именно това е основната причина за значителното отклонение на прогнозираните стойности на цените тогава и сега от текущите ценови нива в ЕС.**

При актуализация на пазарните анализи вече трябва да се отчита както пълната интеграция на българския електроенергиен пазар, така и значително по-агресивната политика за изгласване на изкопаемите горива от пазара.

Тези тенденции извеждат съпътстващите проблеми за социална поносимост на крайните енергийни цени в условията на либерализиран пазар и механизмите за компенсации, както и техните източници – теми, които задълбочено са обсъдени в Междинен доклад 3.

С оглед на изведения акцент в проекта на стратегията върху електроенергийния сектор у нас, оценката на състоянието и перспективите за работа на наличните електрогенериращи мощности се явява ключов елемент на анализа.

У нас има ниска енергийна зависимост от трети страни, поради високия дял на използване на местни енергийни ресурси. Съществен дял за задоволяване на вътрешното търсене и износа в региона играят производствените мощности на въглища. Поради високото значение на този енергиен източник за нашата страна, **в Междинен доклад 1 са развити 4 сценария за работа на централите на лигнитни въглища, като за референтен е препоръчан умереният сценарий.**

Към 2018 г. имаше възможности за въвеждане на механизъм за капацитети и за планиране на дълъг срок на експлоатация на въглищните централи, но при тогавашните условия на ниски цени на CO₂ квоти, които бяха прогнозирани на стойности под 30 евро/тон. На тази база се разглежда като референтен сценарият с плавно намаляване на производството от въглища. Към 2030 г. се разглежда като възможно наличието на 2500 MW производствени капацитети на въглища, които имат ясно изразено сезонно участие в баланса.

Налагането на амбициозни политики за декарбонизация в ЕС, както и увеличените цени за CO₂ емисиите, наложи вземане на политическо решение за спиране на работата на въглищните централи през 2038 г., но и значително по-бързо намаляване на производството им през годините. Така реалността вече е по-близка до разработения в проекта на стратегия крайно песимистичен сценарий, при който се разглежда като възможно към 2030 г. наличието на 1600 MW производствени капацитети на въглища, а след 2035 г. такива отсъстват.

Все още съществува неопределеност относно пазарното позициониране на ключови мощности след изтичане на сроковете на договори за гарантирано изкупуване на електрическата енергия – окончателното решение за работа, извън хоризонта на специалното третиране, е обект на корпоративни преценки. От друга страна, гарантирането на непрекъснатостта на електроснабдяването с дълъг хоризонт изисква въвеждане на критерии за системна стабилност и предприемане на мерки за гарантирането ѝ, чрез запазване на минимален състав от конвенционални блокове на въглища. Това се явява определящо при планиране на налични производствени мощности на въглища в хоризонта след 2030 г.

Анализът на необходимостта от нови мощности и оценка на предимствата на различните разполагаеми технологии за осигуряване на сигурността на доставките беше изграден при извеждане на приоритета за сигурността на електроенергийната система към 2040 г., като е направена оценка с отчитане на технологичните режими на производството и необходимите допълнителни услуги. Приложен е подход за моделирането на почасовите профили на товара и на генериращите мощности с отчитане на приоритетното диспечирание на ВЕИ и ко-генерации и с прогнози за ценовото позициониране на останалите централи.

Необходимите резерви за гарантиране на сигурността на електроенергийната система отчитат прогнозата за наличие на дефицити в региона, което обосновава стратегията за обезпечаване на необходимите за страната ни резервни мощности от собствени източници (производство, потребление и съхранение на електроенергия).

Приложеният подход на системен анализ и почасово моделиране обосновава необходимост от нови базови мощности за гарантиране на доставките на електрическа енергия след 2030 г. Същевременно е препоръчано да се търсят възможности за въвеждане на нови маневрени мощности от блокове със средна единична мощност, предоставящи допълнителни услуги (резерви за първично и вторично регулиране), както и с възможности за изменение на натоварването в денонощен, седмичен и сезонен разрез. Във връзка с това трябва да се отбележи текущият интерес към газовите

мощности, които бяха посочени в Проекта на стратегия като алтернатива за осигуряване на баланса при увеличено участие на ВЕИ.

Отчитайки пазарната интеграция и междусистемната свързаност в региона, Докладът прави съпоставка на вариантите с реализация на инвестиционни намерения, както у нас, така и в региона. Оценките показват, че наличните инсталирани мощности към 2030 г. са достатъчни да покрият потреблението на региона при нормални климатични условия. Това обаче е свързано с интензивно производство от съществуващи ТЕЦ на газ (над 4000 часова използваемост или около 45% натоварване на мощностите) – два пъти над среднестатистическото производство. Така, още преди шест години е посочено ясно, че интензивното използване на газ за производство на електрическа енергия поставя целия регион в зависимост от един доставчик, което поражда риск за сигурността на доставките.

На база на системни анализи, Обобщаващият доклад извежда алтернативата с нови ядрени мощности като най-устойчива за периода след 2030 г. Стратегическите изводи остават валидни в дългосрочна перспектива. В този смисъл, приложението на умерения сценарий трябва да се запази като основа за решения с дълъг хоризонт до 2050 г.

При прегледа на текущото състояние се вижда, че поради силно негативните икономически въздействия електроенергийният сектор се развива в рамките на минималните сценарии на потребление и на песимистичните сценарии за вътрешно производство. При позитивно развитие на икономическата среда трябва да се очаква бързо възстановяване на потреблението, както се случи през 2021 г.

Разработеният финансов модел за нова АЕЦ остава актуален и сега, но при условията за актуализация на входните данни и най-вече финансовите. Моделът изведе като оптимален вариант за реализация на проект на нова ядрена мощност сценария **с водещо държавно участие**, което продължава да е валидно и понастоящем. Вариантът с изграждане на **един ядрен блок в максимално кратки срокове** беше изведен като най-удачен на база на многовариантната оценка, **а мощностните баланси показват нуждата от втори блок към 2040 г.**

СЪДЪРЖАНИЕ

Въведение	13
1. Енергиен съюз	15
1.1 Ограничения и изисквания	15
1.2 Европейски цели	18
2. Национални политики	26
2.1 Ограничения и изисквания	26
2.2 Визия и национални цели	27
3. Анализ на икономиката и електроенергетиката на България	32
3.1 Макроикономическо състояние и развитие, показатели	32
3.2 Вътрешно електропотребление	48
3.3 Национална пазарна среда – състояние и развитие	55
3.4 Енергийна бедност	60
4. Регионален пазар и външно търсене на електроенергия	64
4.1 Потребление	64
4.2 Прогноза за потреблението на електроенергия в региона	65
5. Състояние и развитие на електроенергийната система на България	68
5.1 Анализ на състоянието	68
5.2 Сценарии за развитие на мощностите, с отчитане на външната среда	81
6. Електроенергийни системи в региона	89
6.1 Оценка на обединените електроенергийни системи в региона	89
6.2 Основни предпоставки и допускания и описание на модела	91
6.3 Оценка на сигурността на ЕЕС в региона	100
7. Обобщено представяне на националните стратегически цели и мерки до 2030 г.	103
8. Виждане за развитие на електроенергийния сектор на България до 2050 г.	111
8.1 Развитие на електроенергийния сектор на България за периода 2030-2050 г.	111
8.2. Извеждане на стратегически варианти за развитие на електроенергийния сектор, подчинени на генералната цел до 2050 г.	114
8.3 Заключение	121
Приложение 1. Нови технологии в електроенергетиката	123
Приложение 2. Развитие на мрежите на ЕЕС	129
Приложение 3. Специфични стратегически цели на „БЕХ“ ЕАД, свързани със стратегическите виждания за сектор Електроенергетика	133

СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ

Фигура 1. Генерална цел и стратегически цели (СЦ)	28
Фигура 2. Стратегически цели 1 и 2 – с техните специфични цели	29
Фигура 3. Стратегически цели 3 и 4 – с техните специфични цели	30
Фигура 4. Стратегически цели 5 и 6 – с техните специфични цели	31
Фигура 5. БВП на човек от населението 1989-2008 г. (в щатски дол.)	40
Фигура 6. БВП на човек от населението по ППС, ЕС-28=100	40
Фигура 7. Енергийна интензивност на икономиката 1996-2015	45
Фигура 8. Енергийна интензивност на икономиката 2015-2030	46
Фигура 9. Трендове на прогнозните себестойности спрямо борсови цени на националния пазар	56
Фигура 10. Крайно потребление на електрическа енергия в региона (ТВтч).....	65
Фигура 11. Пряко заети в електроенергетиката при минимален, умерен и максимален сценарий на крайното потребление на електрическа енергия (брой)	77
Фигура 12. Брой съкратени работници при различни сценарии.....	79
Фигура 13. Профил на електропотреблението в региона към 2030 г.....	92
Фигура 14. Участие на конвенционалните централи в региона за покриване на остатъчния товар	93
Фигура 15. Профил на електропотребление при участие на ТЕЦ на газ	95
Фигура 16. Профил на електропотребление при участие на ТЕЦ на газ, при максимална работа.....	95
Фигура 17. Задоволяване на електропотреблението при сценарий с ТЕЦ на въглища	96
Фигура 18. Задоволяване на електропотреблението при сценарий с един нов блок 1000 МВт	97
Фигура 19. Профил на производството с нов блок 1000 МВт	97
Фигура 20. Профил на производството с два нови блока 1000 МВт.....	98
Фигура 21. Профил на натоварване при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода”	99
Фигура 22. Задоволяване на електропотреблението при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода”	100

СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ

Таблица 1. Висок растеж – създаване на БВП.....	38
Таблица 2. Нисък растеж – създаване на БВП	39
Таблица 3. Среден растеж – създаване на БВП.....	39
Таблица 4. Висок растеж – структура на БВП.....	41
Таблица 5. Среден растеж – структура на БВП.....	41
Таблица 6. Нисък растеж – структура на БВП	42
Таблица 7. Население и заетост в България през 2015-2030 г. при 3 варианта на икономически растеж..	44
Таблица 8. Енергийна интензивност при трите варианта на икономически растеж (кгне)	45
Таблица 9. Годишни темпове на растеж на потреблението по сектори (%).....	51
Таблица 10. Прогнози за общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)	54
Таблица 11. Обхват на енергийната бедност в България през 2015 г. според разходни индикатори (%) ..	61
Таблица 12. Общо прогнозен нетен внос* на електроенергия в региона**, три сценария (ТВтч).....	66
Таблица 13. Календар на ключовите събития в енергийния сектор.....	73
Таблица 14. Инсталирани мощности по години, MW, при две алтернативи за участие на ВЕИ	82
Таблица 15. Приложимо сечение на структурата на електропотреблението при умерен сценарий на крайно електропотребление	83
Таблица 16. Приложимо сечение на структурата на електропроизводството, задоволяващо умерен сценарий на крайно електропотребление	84
Таблица 17. Матрица на сценариите за задоволяване на вътрешното потребление на електрическа енергия	84
Таблица 18. Налични и необходими нови генериращи мощности от кондензационни централи при различните им сценарии за развитие и прогнози за електропотребление	85
Таблица 19. Производствени мощности в региона	90
Таблица 20. Електропотребление в региона, в ГВтч	90
Таблица 21. Структура на електропотреблението в региона при общо допускане.....	94
Таблица 22. Подвариант Средностатистическо натоварване на ТЕЦ на газ	94
Таблица 23. Подвариант Максимална работа.....	94
Таблица 24. Структура на електропроизводство при сценарий с ТЕЦ на въглища.....	96
Таблица 25. Структура на електропроизводство при сценарий с един нов блок 1000 МВт	97
Таблица 26. Структура на електропотреблението при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода“ ..	99
Таблица 27. Структура на електропроизводство при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода“	99
Таблица 28. Обобщение на показателите на изведените стратегически варианти	118
Таблица 29. Количествени характеристики за определяне на стойностите в колона К на Таблица 28	119
Таблица 30. Качествени индикатори за теглово ранжиране на стратегическите варианти до 2050 г.	119
Таблица 31. Анализ на силни и слаби страни при прилагане на един от стратегическите варианти	120

СЪКРАЩЕНИЯ

ACER	Агенция за сътрудничество между енергийните регулатори
EENS	Очаквана непредоставена електроенергия
ENTSO	Европейската мрежа от оператори на преносни системи
LINC	Нисък доход – висок разход за енергия
LINC _S	Нисък доход – висок дял на разхода за енергия
LOLE	Очаквано отпадане на товари
NTC	Преносни способности (Net Transfer Capacity)
TPR	Правило на десетте процента
АЕЦ	Атомна електрическа централа
БАН	Българска академия на науките
БВП	Брутен вътрешен продукт
БДС	Брутна добавена стойност
БЕХ ЕАД	Български Енергиен Холдинг ЕАД
БНЕБ	Българска независима енергийна борса
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водоелектрическа централа
ВТЕЦ	Вятърна електрическа централа
ДзП	Договор за премия
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕК	Европейска комисия
ЕС	Европейски съюз
ЗПЗГС	Земеползване, промени в земеползването и горското стопанство
ИКЕМ	Национална браншова организация за електрическа мобилност
ИКИР	Индекс на конкурентно индустриално развитие
ИКТ	Информационно-комуникативни технологии
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КТ	Кодекс на труда
КТД	Колективен трудов договор
МВФ	Международен валутен фонд
МЕ	Министерство на енергетиката
тне	Тон нефтен еквивалент
МСП	Малки и средни предприятия
МТСП	Министерство на труда и социалната политика
НЕК	Национална електрическа компания
НОД	Нетен (разполагаем) общ доход
НОИ	Национален осигурителен институт
НПЕ	Независими производители на електроенергия
НРО	Национални регулаторни органи
НСИ	Национален статистически институт
ОИСР	Организация за икономическо сътрудничество и развитие
ПАВЕЦ	Помпено-акумулираща водноелектрическа централа
ПДН	Пазар „Ден напред“
ППС	Стандарти на покупателната способност
пр.п.	Процентен пункт
ПЦ	Преференциални цени
РРУ	Решение за разпределяне на усилията
СпЦ	Специфична цел
СТЕ	Схема за търговия с емисии
СЦ	Стратегическа цел
ТЕЦ	Топлоелектрическа централа
ФЕЦ	Фотоволтаична централа
ФИМ	Финансово-икономически модел
Фонд „СЕС“	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“
ЦИЕ	Централна и Източна Европа

Въведение

На 30 януари 2017 г. между „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД и Българската академия на науките беше подписан договор за изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката). Основните данни за този договор (проект) са представени в Таблица А.

Таблица А. Основни данни за договора

№ на договора	3-2017/30.01.2017
Предмет:	„Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)“
Териториален обхват на проекта:	Р. България
Страна:	Р. България
Възложител:	„Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД)
Продължителност:	14 месеца
Период на изпълнение:	30 януари 2017 г. – 31 март 2018 г.
Изпълнител:	Българска академия на науките (БАН) Координатор – проф. д-р Александър Тасев, директор на Института за икономически изследвания на БАН (ИИИ-БАН)
Статус по време на отчета:	Етап 3: Заключителен
Обхват на доклада:	Отчитане на окончателен доклад, обобщаващ всички анализи и заключения и препоръки в цялостна Национална стратегия в областта на енергетиката с фокус върху електроенергетиката.
Отчетен период:	1 януари – 31 март 2018 г.

Настоящият Окончателен доклад обобщава основните резултати от анализите, оценките, прогнозите и предложенията, изготвени в дейностите на проекта „Национална стратегия в областта на енергетика с фокус върху електроенергетиката“ и намерили място в Междинни доклади 1, 2 и 3. Докладът е предназначен да подпомогне разработването и приемането на *Енергийна стратегия на Република България до 2030 г. и визия за развитие на националната енергетика до 2050 г.* Предложените стратегически цели и мерки са насочени към разработване на новата Национална енергийна стратегия, предимно в частта електроенергетика.

В договора между БАН и „БЕХ“ ЕАД за изготвяне на „Национална стратегия в областта на енергетика с фокус върху електроенергетиката“ е указано, че хоризонтът на прогнозите е до 2040 г. Във Встъпителния доклад и Техническото задание към него е записано, че прогнозният период е **поне 20 години**. Като се вземе предвид, че БАН е включен в заповедта на Министъра на енергетиката № Е-РД-16-728/15.09.2017 г. за участие в изготвянето на *Енергийна стратегия на Република*

България до 2030 г. и визия за развитие на националната енергетика до 2050 г., при изготвяне на настоящия обобщаващ доклад хоризонтът е разширен до 2050 г.

Хоризонтът до 2030 г. е ключов, поради извеждането на актуални цели за Европейския съюз за развитие на енергийния сектор, които задължително трябва да се отразят на национално ниво, отчитайки динамичните фактори за развитие на сектора в България:

- осъществяване на прехода към либерализиран пазар;
- пълноценно интегриране на регионалните енергийни пазари и нарастване на конкуренцията;
- изтичане на редица договори за изкупуване на електрическата енергия със специални условия;
- ограничаване на енергийно производство с неприемливо високи нива на емисии на парникови и вредни газове.

В този период се очаква по-висока степен на приближаване на България към средноевропейското равнище на икономическо развитие. Това развитие трябва да бъде осигурено от доставки на енергийни продукти и услуги при конкурентни условия и при отчитане на потенциала за ръст на вътрешното и регионалното потребление.

Проникването на новите технологии, както при енергийното производство, така и при потреблението на енергия и разширяването на обхвата на приложими услуги, е постепенен процес, свързан с общото икономическо развитие и с участието в производствените вериги на добавена стойност.

Визията до 2050 г. е съобразена с референтните документи на Европейската комисия и предлага подходи за посрещане на предизвикателствата пред енергийния сектор, така че **сигурността на енергийните доставки да бъде гарантирана в дългосрочен план**. Изпълнението на тази цел се обвързва с избор на приложими мерки, които трябва да бъдат предприети в краткосрочен и средносрочен план, така че след 2030 г. да не бъде допусната значителна промяна в условията за снабдяване на крайните потребители в страната с енергийни продукти и услуги.

В основата на подхода за разработване на енергийна стратегия на Република България до 2030 г. с визия до 2050 г. стои анализ и оценка за стратегическо позициониране на сектор „Енергетика“ в зависимост от външната среда и вътрешните фактори и предизвикателства, изготвени в Междинни доклади 1, 2 и 3.

Широкият кръг от анализи, проведени в рамките на проекта, позволява да се направят обобщения за връзката на електроенергийния сектор със социално-икономическото развитие на страната.

Излизайки от най-голямата финансово-икономическа криза, световната икономика е изправена пред нови предизвикателства през следващите десетилетия, свързани с политическа нестабилност, социално неравенство и екологични проблеми. В тази нестабилна среда енергийната политика трябва да отговори на глобалните предизвикателства, да се съобразява с европейските цели и политики, но в същото време да вземе предвид националните специфики и интереси. Необходимо е постигане на балансирана енергетика с достатъчно буфери, които да дадат възможност да се противодейства на рисковете, която да подпомага икономическия растеж и конкурентоспособността на българската икономика.

1. Енергиен съюз

1.1 Ограничения и изисквания

Основните цели на пазарната регулация в сектор „Енергетика” на ниво Европейски съюз (ЕС) са повишаване благосъстоянието на потребителите, конкурентоспособността на икономиката и функционирането на обществото като цяло чрез осигуряване на безопасна, сигурна и устойчива енергия на достъпни цени.

Усилията в сектора се полагат паралелно и са неразделна част от действията за борба с изменението на климата и за намаляване на емисиите на парникови газове, които са приоритет за ЕС. По-специално, те са неразривно свързани с ангажимента, поет от ръководството на Съюза, икономиката на Европа да се превърне в икономика с висока енергийна ефективност и ниска въглеродна интензивност.

За постигането на тези цели Европейският съюз разработва и прилага редица политики и мерки, като въвежда изисквания, които имат съществено отражение върху развитието на сектора и заинтересованите страни. Те касаят организацията на пазара на електрическа енергия и на природен газ (производство, пренос, разпределение и доставка¹) и приложимите екологични норми и изисквания. Не на последно място, те имат за цел гарантиране сигурността на доставките.

Рамковата стратегия за устойчив енергиен съюз с ориентирана към бъдещата политика по въпросите на изменението на климата (Стратегия за енергиен съюз) поставя осигуряването на европейските потребители – домакинствата и предприятията – със сигурно, устойчиво, конкурентоспособно и достъпно енергоснабдяване като основна цел на енергийния съюз. Изпълнението на тази цел е обвързано с необходимостта Съюза да *„се откаже от икономика, задвижвана от изкопаемите горива, където енергията се основава върху централизиран и ориентиран към предлагането подход, разчитащ на остарели технологии и бизнес модели“*.

Настоящата структура на енергийния и в частност на електроенергийния пазар² се основава на правилата на „Третия енергиен пакет“, приет през 2009 г., и приетите в последствие законодателни актове срещу пазарните злоупотреби и законодателни актове за изпълнение относно търговията с електроенергия и правилата за експлоатация на мрежите.

Третият законодателен пакет (Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (наричана по-долу „Директивата за електроенергията“ и др.)) цели да доразвие предходните инициативи и да преодолее проблеми, установени в хода на тяхното изпълнение, в т.ч.:

- високи нива на пазарна концентрация и пазарна мощ на пазарите на едро и дребно;
- неефективно разделяне на дейностите, свързани с мрежата, от тези, свързани с доставките на електроенергия;
- липса на пазарна интеграция на национално и трансгранично ниво;
- липса на прозрачност;
- недостатъчна независимост на националните регулаторни органи (НРО);

¹ Както и съхранение по отношение на сектор природен газ.

² За целите на настоящия анализ, законодателството в областта на природния газ не се разглежда.

- изкривени механизми за ценообразуване, в т.ч. регулирани цени и крос-субсидиране;
- въвеждане на пазарния механизъм по цялата верига на доставките.

За целта, Третият пакет поставя акцент върху пет основни направления:

- отделяне на доставчиците на електрическа енергия от мрежовите оператори (съгласно избория от съответната страна модел);
- засилване на независимостта на НРО, както по отношение на държавата, така и по отношение на индустрията;
- създаване на Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори (ACER);
- трансгранично сътрудничество между системните преносни оператори и създаване на Европейската мрежа от оператори на преносни системи (ENTSO), в т.ч. повишаване на междусистемната свързаност и повишаване на ликвидността;
- отворени, честни пазари на дребно и защита на потребителите, в т.ч. забрана на ценовата регулация.

Усилията на ЕС за въвеждането на функциониращ енергиен пазар и **равнопоставеност на пазарните участници** се развиват паралелно с усилията в борбата с изменението на климата. Последните включват ключови аспекти на енергийното законодателство и предвиждат насърчения и/или облекчения за определени видове производства и дейности (като производството на зелена енергия и енергийна ефективност), които ги поставят в привилегировано положение (предимно чрез предоставяне на публична подкрепа и стимули). Те обаче са в основата и на редица ограничителни мерки и изисквания, свързани с други видове производства на електрическа енергия (като производствата на твърди горива), като въвеждат екологични изисквания (в т.ч. емисионни норми, плащания или препятствия пред пълноценното участие на този тип производители в някои пазарни механизми), които ги изправят пред сериозни предизвикателства и разходи, респективно оказват съществено негативно влияние върху конкурентоспособността на произвежданата от тях електроенергия и пазарното им позициониране.

Първият пакет от мерки на ЕС в областта на климата и енергетиката е приет през 2008 г. и в него бяха определени целите до 2020 г.³:

- намаляване на емисиите на парникови газове с 20%;
- увеличаване на дела на възобновяемата енергия до 20%;
- повишаване на енергийната ефективност с 20%.

През 2014 г. Европейският съюз одобри и рамка в областта на климата и енергетиката до 2030 г., в която са очертани редица ключови цели и политически мерки за периода 2020-2030 г.⁴ Европейският съвет утвърди 4 (четири) цели:

- обвързваща за ЕС цел за намаляване с 40% на емисиите на парникови газове до 2030 г. спрямо равнищата от 1990 г.;
- цел за най-малко 27% дял на енергията от възобновяеми източници в енергопотреблението през 2030 г.;

³ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>.

⁴ <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=BG&f=ST%20169%202014%20INIT>.

- повишаване на енергийната ефективност с 27% спрямо прогнозите;
- завършване на изграждането на вътрешния енергиен пазар чрез постигане до 2020 г. на минимална цел от 10% от съществуващата електроенергийна междусистемна свързаност и постигане на цел от 15% до 2030 г.

През 2011 г. е разработена и Пътна карта за постигане до 2050 г. на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност, която поставя следните цели⁵:

- обвързваща за ЕС цел за намаляване с 80% на емисиите на парникови газове до 2050 г. спрямо равнищата от 1990 г.

Основните стъпки за постигането на горната цел са:

- намаляване с 40% на емисиите на парникови газове до 2030 г. спрямо равнищата от 1990 г.
- намаляване с 60% на емисиите на парникови газове до 2040 г. спрямо равнищата от 1990 г.

Честите промени в енергийното законодателство са резултат от развитието на европейските политики и пътят към постигането на все по-голямата пазарна интеграция. Не бива обаче да се подценява и влиянието на държавите-членки, като „изпълнители“ на европейските изисквания. Съществена част от проблемите пред изграждането на функциониращ европейски енергиен пазар се коренят не само в развитието на пазарните отношения, или в несъвършенствата на ЕС нормативи, но и в небалансирани практики от страна на страните от ЕС (държавна подкрепа) в усилието им да изпълнят цели и политики на ЕС в борбата с изменението на климата.

Съществуват и са отчетени⁶ редица проблеми пред осъществяването на целите на ЕС при действащата нормативна уредба. Това се дължи както на някои пропуски и необходимост от прецизиране на секторните нормативи, които дават възможности на държавите-членки за заобикаляне и неправилно приложение на ЕС рамката (което води до съществени пазарни изкривявания), така и на обективни фактори, свързани с развитието на сектора и необходимостта от адаптиране на пазарните правила към промените, настъпили вследствие на изпълнението на политиките по декарбонизация и изпълнението на целите на Съюза.

Като цяло, Съюзът постига напредък в завършването на вътрешния енергиен пазар, както и в постигането на поставените цели в областта на климата. Въпреки това, още в края на периода 2000-2010 г. политически наблюдатели и участници на пазара поставят под въпрос съвместимостта и ефективността на прилаганите политики за изпълнението на тези цели. Практиката показва, че съчетаването на тези усилия изисква баланс и оценка на мерките, прилагани както от държавите-членки, така и от ЕС, поради наличието в политиките и нормативите на ЕС на известни противоречия.

В своите заключения от 24 октомври 2014 г. Европейският съвет сочи, че е необходимо да се разработи надеждна и прозрачна система на управление без каквато и да било ненужна административна тежест, която да подпомогне да се гарантира осъществяването на целите на енергийната политика на ЕС, като се запази необходимата гъвкавост за държавите-членки и напълно се зачита тяхната свобода да определят своя енергиен микс. Подчертава се също, че управлението

⁵ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>.

⁶ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016SC0412&from=EN>.

трябва да се основава на съществуващите градивни елементи, като националните програми в областта на климата, националните планове за енергия от възобновяеми източници и енергийна ефективност, и че е необходимо отделните направления за планиране и докладване да бъдат рационализирани и обединени.

Стратегията за Енергиен съюз от 25 февруари 2015 г. разширява периметъра на управление извън Рамката за политиките в областта на климата и енергетиката за 2030 г. и включва в него всички пет измерения на Енергийния съюз:

- енергийна сигурност, солидарност и доверие;
- вътрешноевропейски енергиен пазар;
- постигане на по-умерено потребление;
- декарбонизация, включително използване на възобновяеми енергийни източници;
- научни изследвания, нововъведения и конкурентоспособност.

В края на 2016 г. Европейската комисия представи четвърти пакет от мерки – пакета „Чиста енергия“.⁷ Пакетът предвижда съществени промени в енергийното законодателство, които обхващат енергийната ефективност, възобновяемите енергийни източници, устройството на пазара за електроенергия, сигурността на електроенергийните доставки и правилата за управление на Енергийния съюз. Основни приоритети на пакета са на първо място енергийната ефективност, водещата роля на ЕС в световен мащаб в областта на възобновяемите енергийни източници, както и осигуряването на справедливи условия за потребителите на енергия. Към настоящия момент, пакетът не е приет съгласно законодателната процедура на ЕС, но е включен като приоритет в програмата за работа на Съюза. Преговорният процес в рамките на законодателната процедура на ЕС не е приключил и към момента предложенията на Комисията, подкрепени от Съвета, са в процес на обсъждане между компетентните европейски институции. Предложенията на Европейския парламент отразяват по-амбициозна позиция по отношение на целевите показатели във връзка с борбата с изменението на климата в т.ч. дял на ВЕИ, енергийна ефективност и екологични показатели.

Видно от изложеното дотук е, че Европейската правна рамка е в процес на реформиране. Към настоящия момент вече са представени конкретните предложения за изменение в действащата нормативна уредба на ниво ЕС за периода 2020-2030 г., като рамката в хоризонта 2050 г. не е подробно разработена. По-долу са представени основни аспекти, свързани с петте измерения на Енергийния съюз за периода до 2030 г.

1.2 Европейски цели

Европейските цели се формират като количествени показатели и качествени подходи с оглед постигане на напредък по основните измерения на Енергийния съюз.

Сигурност, солидарност и доверие

Един от основните стълбове на Стратегията за Енергийния съюз е сигурността на доставките. Препращайки към Стратегията за енергийна сигурност от 2014 г.,

⁷ <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

документът набляга на диверсифицирането на доставките, както по отношение на енергийни източници и доставчиците, така и по отношение на преносните маршрути. Не на последно място стои солидарността и сътрудничеството между държавите-членки и техните съседи.

По отношение на електрическата енергия, общото разбиране в ЕС за вътрешния енергиен пазар предполага, че добре функциониращите пазари на електроенергия предлагат най-добрата гаранция за сигурността на доставките в дългосрочен план (чрез осигуряване на необходимите инвестиции в мрежи и капацитет) и в средносрочен и краткосрочен план (чрез осигуряване на оптимално съответствие на търсенето и предлагането). Въпреки това, сигурността на доставките се нуждае от специална регламентация. Действащите правила залагат на национални решения за идентифициране на рисковете и предприемане на действия за тяхното управление и предотвратяване, което контрастира с целта за постигане на енергиен съюз.

В своето съобщение, озаглавено „Европейска стратегия за енергийна сигурност“⁸ от 28 май 2014 г., ЕК се фокусира върху осигуряването на енергийните доставки в Европейския съюз в контекста на зависимост от вноса на енергия. В рамките на документа са изведени основни действия, които трябва да бъдат предприети с оглед гарантиране на енергийната сигурност на ЕС, а именно:

- укрепване на механизмите за реагиране в извънредни ситуации и механизмите за солидарност на държавите-членки на ЕС;
- енергийни спестявания и ефективно потребление на енергия;
- изграждане на ефективен и интегриран вътрешен пазар: включително чрез развитие на енергийната инфраструктура на ЕС и увеличаване на целта за междусистемна свързаност от 10% през 2020 г. до 15% до 2030 г.;
- увеличаване на местното производство на енергия на ЕС: включително повишено използване на енергия от възобновяеми източници, устойчиво производство на изкопаеми горива и пълно прилагане на Директивата за улавяне и съхранение на въглерод;
- развитие на енергийните технологии с постигане на по-големи енергийни спестявания, диверсифициране и консолидиране на възможностите за доставка и оптимизиране на енергийната инфраструктура;
- диверсифициране на външните доставки и свързаната с това инфраструктура: по отношение на природния газ, от съществено значение е достъпът до разнообразни източници, както и запазване на обемите внос от надеждни доставчици. Трябва да се обърне внимание на инвестициите в нови ядрени централи, които използват технологии на трети страни, при което да се осигури възможност за диверсифициран портфейл за доставки на ядрено гориво;
- подобряване на координацията на националните енергийни политики и комуникацията по външни въпроси.

Тези констатации на Комисията са потвърдени и в Заключенията на Съвета от октомври 2014 г.

⁸ COM/2014/0330 final.

В рамките на четвъртия пакет „Чиста енергия“, ЕК представи проект за Регламент на Европейския парламент и на Съвета за готовност за справяне с рискове в електроенергийния сектор и за отмяна на Директива 2005/89/ЕО⁹, който съдържа следните елементи:

- Общи правила за предотвратяване и управлението на кризи и инструменти за осигуряване на трансгранично сътрудничество;
- Солидарност при управлението на кризисни ситуации в електроснабдяването¹⁰;
- Индикатори за сигурността на снабдяването и оценки на риска¹¹;
- Оценка и мониторинг.

Един от акцентите на законодателното предложение е сътрудничеството с договарящите се страни от Енергийната общност в процеса на определяне на сценарии при кризи в електроснабдяването и за изготвянето на планове за готовност за справяне с рискове.

Заклученията на ЕК от секторното проучване относно механизмите за осигуряване на капацитет¹² намират отражение в Проекта на Регламент относно вътрешния пазар на електроенергия¹³, като част от Пакета „Чиста енергия“. Предложението предвижда извършването на оценка на адекватността на европейските ресурси за десетгодишен период от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия. Включен е и текст, който предвижда задължение за държавите-членки, които възнамеряват да въведат механизми за осигуряването на капацитет, да определят норма за надеждност, посочваща по ясен начин желаното равнище на сигурност на доставките. Освен това са включени разпоредби за тръжно начало при предоставяне на механизъм за капацитет, както и задължение за включване на възможност за трансгранично участие¹⁴ в тези механизми.

⁹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0862&from=EN>.

¹⁰ регламентът изисква при възникване на кризисна ситуация в електроснабдяването държавите-членки незабавно да уведомяват съседните държави-членки и Комисията. Освен това те трябва да дадат информация за причините за кризата, предприетите и планираните мерки за нейното смекчаване и евентуалната нужда от помощ от страна на други държави-членки;

• изисква се държавите-членки да уведомят Комисията и Групата за координация в областта на електроенергетиката, ако имат недвусмислена, сериозна и надеждна информация, че е възможно да настъпи събитие, което е вероятно да доведе до значително влошаване на електроснабдяването;

• държавите-членки трябва да си сътрудничат в дух на солидарност, за да се подготвят за кризисни ситуации в електроснабдяването и да се справят с такива ситуации с цел да се гарантира, че електроенергията се подава там, където е най-необходима, срещу заплащане;

• в случай на криза в електроснабдяването, държавите-членки трябва да действат в пълно съответствие с правилата на вътрешния пазар на електроенергия. Непазарни мерки могат да се прилагат само като последно средство и трябва да са необходими, пропорционални, недискриминационни и временни.

¹¹ Регламентът определя два индикатора за наблюдение на сигурността на електроснабдяването в Съюза: „очаквана непредоставена електроенергия“ (EENS), изразявана в GWh за година, и „очаквано отпадане на товари“ (LOLE), изразено в часове за година. Тези индикатори са част от оценката на адекватността на европейските ресурси, извършена от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия. Залага се и на регионален подход към определяне на сценариите на риска и разработването на превантивни и смекчаващи последиците мерки.

¹² <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0752&from=EN>.

¹³ [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0861R\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0861R(01)&from=EN).

¹⁴ За механизмите, които са различни от стратегически резерви.

Напълно интегриран вътрешен енергиен пазар

Стратегията за Енергиен съюз подчертава, че действащата организация на пазара не води до достатъчно инвестиции, пазарната концентрация и слабата конкуренция продължават да бъдат проблем, а европейският енергиен пейзаж все още е твърде раздробен. Идентифицирани са и основните механизми за постигането му.

Физическото осигуряване на вътрешния пазар е пряко свързано с реализацията на междусистемни връзки. Трансграничната свързаност е изведена като ключов фактор за осъществяването на вътрешния енергиен пазар и за осигуряването на необходимата инфраструктура за повишаване на трансграничната търговия, като се залага на актуализация на сегашната цел от 10% електроенергийна междусистемна свързаност на 15% до 2030 г., при отчитане на съответните разходи и потенциалът за търговски обмен в съответните региони. Изпълнението на тези показатели е залегнало в законодателното предложение на ЕК.

Що се отнася до рамката за осигуряване на вътрешния пазар, специално внимание е обърнато на необходимостта от актуализиране на организацията на вътрешния пазар. Залага се на засилено регионално сътрудничество и координация при разработването на политиките в областта на енергетиката в една обща рамка на ЕС.

Предложената рамка е фокусирана върху развитието на краткосрочните пазари на електроенергия (балансиращ пазар, пазари в рамките на деня и ден напред), освен това се набляга на децентрализация при производството и потреблението на електроенергия, както и на активната роля на потребителите (prosumers). Проектът на Регламент относно вътрешния пазар на електроенергия¹⁵ предвижда конкретни принципи относно функционирането му:

- цените се формират въз основа на търсенето и предлагането;
- избягват се действия, които пречат за формирането на цените въз основа на търсенето и предлагането, или възпират развитието на по-гъвкаво производство, нисковъглеродно производство или по-гъвкаво търсене;
- клиентите получават възможност да се възползват от пазарните възможности и от увеличената конкуренция на пазарите на дребно;
- потребителите и малките предприятия получават възможност да участват на пазара чрез агрегиране на производството от множество генериращи съоръжения, или на натоварването от множество потребяващи съоръжения, за да подават съвместни предложения на пазара на електроенергия и да бъдат съвместно обслужвани в електроенергийната система при спазване на заложените в Договора за ЕС правила относно конкуренцията;
- правилата за пазара подкрепят декарбонизацията на икономиката, като дават възможност за интеграцията на електроенергията от възобновяеми енергийни източници и предоставят стимули за енергийната ефективност;
- правилата за пазара осигуряват подходящи стимули за инвестиране в производството, съхраняването, енергийната ефективност и оптимизацията на потреблението, за да се отговори на нуждите на пазара и така да се гарантира сигурност на доставките;

¹⁵ [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0861R\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0861R(01)&from=EN).

- избягват се пречки за трансграничните електроенергийни потоци и за трансграничните сделки на пазарите на електроенергия и свързаните пазари на услуги;
- в правилата за пазара се предвижда регионално сътрудничество, когато е ефективно;
- всички ресурси за производство, съхраняване и потребление участват равноправно на пазара;
- всички производители отговарят пряко или косвено за продажбата на произведената от тях електроенергия;
- правилата за пазара дават възможност за осъществяване на напредък в научноизследователските и развойните дейности в полза на обществото;
- правилата за пазара дават възможност за ефикасно диспечерско управление на генериращите мощности и на оптимизацията на потреблението;
- правилата за пазара дават възможност за влизането и напускането му от предприятия за производство и доставки на електроенергия въз основа на тяхната оценка за икономическата и финансовата жизнеспособност на действията им;
- възможностите за участниците на пазара да хеджират в дългосрочен план срещу рискове от нестабилност на цените на пазарна основа и да премахват несигурността относно бъдещата възвръщаемост на инвестициите трябва да бъдат търгуеми на борсите по прозрачен начин при спазване на заложените в Договора за ЕС правила относно конкуренцията.

Законодателното предложение съдържа подробни разпоредби, целящи премахването на ценовата регулация. Предложението за изменение на Директива 72/2009 относно общите правила на вътрешния пазар на електроенергия предвижда задължение за **пазарно формиранни цени за доставка**. Предвижда се свобода за доставчиците на електроенергия да определят цената, на която я предоставят на клиентите си и съответното задължение за държавите-членки да гарантират ефективната конкуренция между доставчиците на електроенергия. Изрично се предвижда, **защитата на уязвимите и енергийно бедните клиенти да се осъществява по целенасочен начин със средства, различни от публична намеса в определянето на цените за доставка на електроенергия.**¹⁶

За гарантиране на пълноценното и активно участие на потребителите на електроенергия са предвидени различни инструменти.

Енергийна ефективност

Принципът „Енергийната ефективност на първо място“ представлява ключов елемент на Енергийния съюз. Според ЕК, най-евтина, най-чиста и най-сигурна е тази енергия, която изобщо не се използва. Енергийната ефективност се разглежда като пълноценен

¹⁶ Като е предвидена възможност чрез дерогация, държавите-членки, които прилагат публична намеса при определяне на цените за доставка на електроенергия за енергийно бедните или уязвимите битови потребители, да могат да продължат да прилагат подобна публична интервенция до не по-късно от пет години след влизането в сила на директивата. Държавите-членки нотифицират на Комисията за такива мерки, в срок от един месец след приемане.

енергиен източник и един от най-ефективните начини за постигане на нисковъглеродна икономика и за създаване на възможности за стопански растеж, заетост и инвестиции.

В основата на политиката на ЕС за енергийна ефективност е Директива 2012/27/ЕС от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, която има за цел да се насочат държавите-членки отново по пътя към постигане на целите за 2020 г. Други важни политически инструменти са етикетването на продуктите и мерките, насочени към повишаване на енергийната ефективност на сградите.

В заключенията си от октомври 2014 г. Съветът на ЕС определи индикативна цел за подобряване през 2030 г. на енергийната ефективност с най-малко 27% спрямо прогнозите за енергопотреблението в бъдеще, на основата на сегашните критерии, с условие до 2020 г. тази цел да бъде преразгледана с оглед да бъде увеличена до 30%, и като се има предвид и резолюцията на Европейския парламент, съдържаща призив за 40-процентна обвързваща цел. В предложението за преработка на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност¹⁷ е зададена 30-процентна обвързваща цел за енергийната ефективност в 2030 г. на равнището на ЕС.

Декарбонизация на икономиката: намаляване на емисиите на парникови газове и производство на енергия от възобновяеми източници

Намаляване на въглеродните емисии на икономиката

Понастоящем действащата рамка на политиката на ЕС в областта на климата до 2020 г. обхваща повечето сектори и парникови газове. Тя се състои от два основни елемента:

- а) схемата за търговия с емисии на ЕС (СТЕ на ЕС);
- б) секторите извън СТЕ на ЕС, които са обхванати от Решението за разпределяне на усилията¹⁸ (РРУ).

Споразумението относно рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г. определя ангажимента на ЕС да намали собствените си емисии на парникови газове с най-малко 40% в сравнение с 1990 г. За постигане на подобно намаление на емисиите следва да допринесат всички сектори на икономиката. Европейският съвет потвърждава, че целта следва да бъде осъществена с колективните усилия на Европейския съюз по възможно най-разходоэффективния начин, като се предвижда до 2030 г. намаленията в секторите на системата за търговия с емисии и извън нея да възлязат съответно на 43 и 30% спрямо нивата от 2005 г.

СТЕ е крайъгълният камък на политиката на ЕС за борба с изменението на климата и е основният ѝ инструмент за разходоэффективно намаляване на емисиите на парникови газове от промишлеността. СТЕ обхваща електроцентралите и производствените инсталации, както и емисиите от въздушни превозвачи.

В заключенията си от октомври 2014 г. Съветът на ЕС посочва, че една добре функционираща и реформирана Система на ЕС за търговия с емисии (СТЕ) с инструмент за стабилизиране на пазара трябва да бъде основният европейски инструмент за постигане на тази цел; годишният коефициент за намаляване на тавана

¹⁷ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0761&from=EN>.

¹⁸ Решение № 406/2009/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. относно усилията на държавите-членки за намаляване на техните емисии на парникови газове, необходими за изпълнение на ангажиментите на Общността за намаляване на емисиите на парникови газове до 2020 г.

за максималните допустими емисии да бъде променен от 1.74 на 2.2% от 2021 г. нататък.

В представеното през 2016 г. Предложение за Регламент на Европейския парламент и на Съвета относно задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите-членки от 2021 до 2030 г. в подкрепа на устойчив енергиен съюз и в изпълнение на поетите ангажименти по силата на Парижкото споразумение, и за изменение на Регламент № 525/2013 на Европейския парламент и на Съвета относно механизъм за мониторинг и докладване на емисиите на парникови газове и на друга информация, свързана с изменението на климата¹⁹, се определят национални цели, съответстващи на намаление от 30% до 2030 г. за целия ЕС в секторите извън СТЕ спрямо 2005 г. Държавите-членки допринасят за цялостното намаляване на емисиите в ЕС през 2030 г., като националните им цели варират в диапазона от 0 до 40% спрямо нивата от 2005 г. Намаленията, предвидени в проекта на регламент, поощряват извършването на подобрения, по-специално в сградния фонд, селското стопанство, управлението на отпадъците и транспорта.

По отношение на секторите извън обхвата на СТЕ, в заключенията на Съвета от октомври 2014 г. се сочи, че методиката за определяне на националните цели за намаляване на емисиите за секторите извън обхвата на СТЕ, с всички елементи, както са приложени в Решението за разпределяне на усилията за 2020 г., трябва да продължи да се прилага до 2030 г., като усилията се разпределят на базата на относителния дял от БВП на глава от населението.

Емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство (ЗПЗГС) понастоящем са обхванати от международни задължения единствено по Протокола от Киото, до 2020 г. ЗПЗГС представлява нетен поглъстител, който отстранява парниковите газове от атмосферата в количество, съответстващо на значителен дял от общите емисии на парникови газове на Съюза²⁰. Изпълнението на действащото решение за ЗПЗГС²¹ е в ход до 2020 г., като е необходимо да бъдат създадени усъвършенствани системи за отчитане.

В заключенията на Съвета от 2014 г. е посочено, че трябва да се отчетат многобройните цели на сектора на селското стопанство и земеползването с техния по-малък потенциал за смекчаване на последиците от изменението на климата, както и необходимостта да се осигури съгласуваност между целите на ЕС в областта на продоволствената сигурност и изменението на климата. Европейският съвет приканва Комисията да проучи най-подходящите средства за насърчаване на устойчивото интензифициране на хранителната промишленост, като същевременно се оптимизира приносът на сектора за поглъщане на парникови газове и намаляване на последствията от техните емисии, включително чрез залесяване.

През 2016 г. ЕК представи законодателно предложение за Регламент на Европейския парламент и на Съвета за включването на емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство в рамката

¹⁹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0482&from=BG>.

²⁰ Секторът ЗПЗГС може да допринесе за смекчаването на изменението на климата по различни начини, по-специално чрез намаляване на емисиите, запазване и увеличаване на поглъстителите и въглеродните запаси. Дейностите в този сектор водят до антропогенни емисии и поглъщания на парникови газове като последица от промените в количествата въглерод, съдържащи се в растителността и почвите, както и до емисии на парникови газове, различни от CO₂.

²¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:32013D0529&from=BG>.

в областта на климата и енергетиката до 2030 г. и за изменение на Регламент № 525/2013 на Европейския парламент и на Съвета относно механизъм за мониторинг и докладване на емисиите на парникови газове и на друга информация, свързана с изменението на климата.²²

Заемане на челното място в областта на възобновяемите енергийни източници

В заключенията си от октомври 2014 г. Съветът на ЕС определи цел на ЕС за най-малко 27% дял на енергията от възобновяеми източници в енергопотреблението на Съюза през 2030 г. Предвижда се тази цел да бъде задължителна на равнище ЕС.

Стратегията за Енергиен съюз от 2015 г. обръща внимание на ангажимента, поет от ЕС, той да се превърне в световен лидер в енергията от възобновяеми източници – световен център за разработване на следващото поколение технически усъвършенствани и конкурентоспособни технологии за енергия от възобновяеми източници.

Предложението за преработка на Директивата относно енергията от възобновяеми източници²³ в рамките на Пакета „Чиста енергия“ за периода до 2030 г. се базира само на обвързваща цел на равнището на ЕС, без да са определени национални цели. Предвижда се държавите-членки да насърчават възобновяемата електроенергия чрез прилагане на разходоэффективни национални схеми за подпомагане в съответствие с правилата за държавната помощ и с определените на равнището на ЕС рамкови условия, включващи и правила за трансгранично участие.

В предложението са формулирани принципите, по които държавите-членки могат колективно да осигуряват увеличение на дела на ВЕИ в крайното потребление на енергия в ЕС, така че в 2030 г. този дял да достигне 27% в секторите на електроенергетиката (електроенергия от ВЕИ), отоплението и охлаждането (ВЕИ за отопление и охлаждане) и транспорта (ВЕИ за транспортни цели), като се вземат предвид следните специфични цели:

- преодоляване на несигурността при инвестирането чрез насоченост, съобразена със средносрочните и дългосрочните цели за декарбонизация;
- осигуряване на икономически ефективни реализации и на пазарно интегриране на електроенергията от ВЕИ;
- осигуряване на колективно постигане на отнасящата се за целия ЕС цел за 2030 г., определяне на рамкова политика, координирана с управлението на Енергийния съюз, с оглед да не се допусне никакво изоставане;
- разработване на декарбонизационния потенциал на биогоривата от нови поколения и изясняване на ролята на базиращите се на хранителни суровини биогорива за периода след 2020 г.;
- разработване на потенциала за използване на ВЕИ в сектора на отоплението и охлаждането.

²² <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/ALL/?uri=CELEX:52016PC0479>.

²³ [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R(01)&from=EN).

Енергиен съюз за изследователска дейност, иновации и конкурентоспособност

Стратегията за Енергийния съюз залага на нова стратегия за изследователска дейност и иновации. Сочи се, че ЕС може да постигне целта си да бъде световен лидер в областта на възобновяемите енергийни източници само ако Съюзът има водеща роля при следващото поколение технологии за възобновяеми източници, както и при решенията за съхранение. Подчертано е и значението ЕС да се наложи начело в областта на интелигентните мрежи и интелигентните домашни технологии, екологично чистия транспорт, както и чистите изкопаеми горива и най-безопасната в света ядрена енергия, за да може Енергийният съюз да се превърне в двигател на растежа, заетостта и конкурентоспособността.

Изведени са четири основни приоритета:

- Превръщане на ЕС в световен лидер в разработването на следващото поколение технологии за възобновяеми енергийни източници, включително екологосъобразно производство и използване на биомаса и биогорива, наред със съхранението на енергия;
- Улесняване на участието на потребителите в енергийния преход чрез интелигентни мрежи, интелигентни домакински уреди, интелигентни градове и домашни автоматизирани системи;
- Ефективни енергийни системи и използване на възможностите на технологиите, за да се направи сградният фонд енергийно неутрален;
- По-устойчиви транспортни системи, които разработват и внедряват в голям мащаб иновационни технологии и услуги за увеличаване на енергийната ефективност и намаляване на емисиите на парникови газове.

2. Национални политики

2.1 Ограничения и изисквания

Националните политики в сектор „Електроенергетика“ се формират като част от по-общите национални политики и в рамките на поетите ангажименти към ЕС.

Обобщение на политиките, произтичащи от целите на ЕС до 2030 г.

Политиката на ЕС в областта на енергетиката **зачита свободата на избор на национален енергиен микс** (чл. 194 от Договора за функционирането на ЕС). Тази свобода е ограничена от мерките, приети от Съюза, в рамките на неговата политика за околната среда.

Държавите-членки разполагат също с правото да изберат, съобразно националните специфики, конкретните пътища, темп и мерки за изпълнение на европейските изисквания. **Законодателството на ЕС предвижда и допуска обосновани изключения от изпълнението на някои цели и забрани, заложи в европейските нормативи.**

Националните специфики могат да бъдат представени, отчетени и защитавани в законодателния процес на ниво ЕС. Отстояването на „национални“ решения е възможно и на по-късен етап – в хода на изпълнение на европейските инструменти – на

база на комплексни оценки на въздействието. Тези национални решения могат да включват избора и отстояването на съобразени с местните условия цели (когато рамката предвижда държавите-членки сами да определят целеви прагове за достигане на общи европейски цели), дерогации от конкретни прагови изисквания или пазарни интервенции от страна на държавите-членки. Тези механизми се разглеждат като допустими и защитими изключения, като основните усилия трябва да бъдат насочени към изпълнение на рамковите задължения.

Изпълнението на европейските политики трябва да бъде интегрирано в националните инструменти и стратегически документи, които дефинират цялостното икономическо развитие на страната и водят до осигуряване на благосъстоянието на обществото.

2.2 Визия и национални цели

Визия: Електроенергийната система на България с хоризонт 2030 г. е в траектория на устойчиво развитие и динамична балансираност. Тя използва оптимално националните ресурси и възможностите на съвременните технологии, за да предоставя сигурна и достъпна за потребителите електроенергия и да съдейства за развитието на конкурентоспособно национално стопанство.

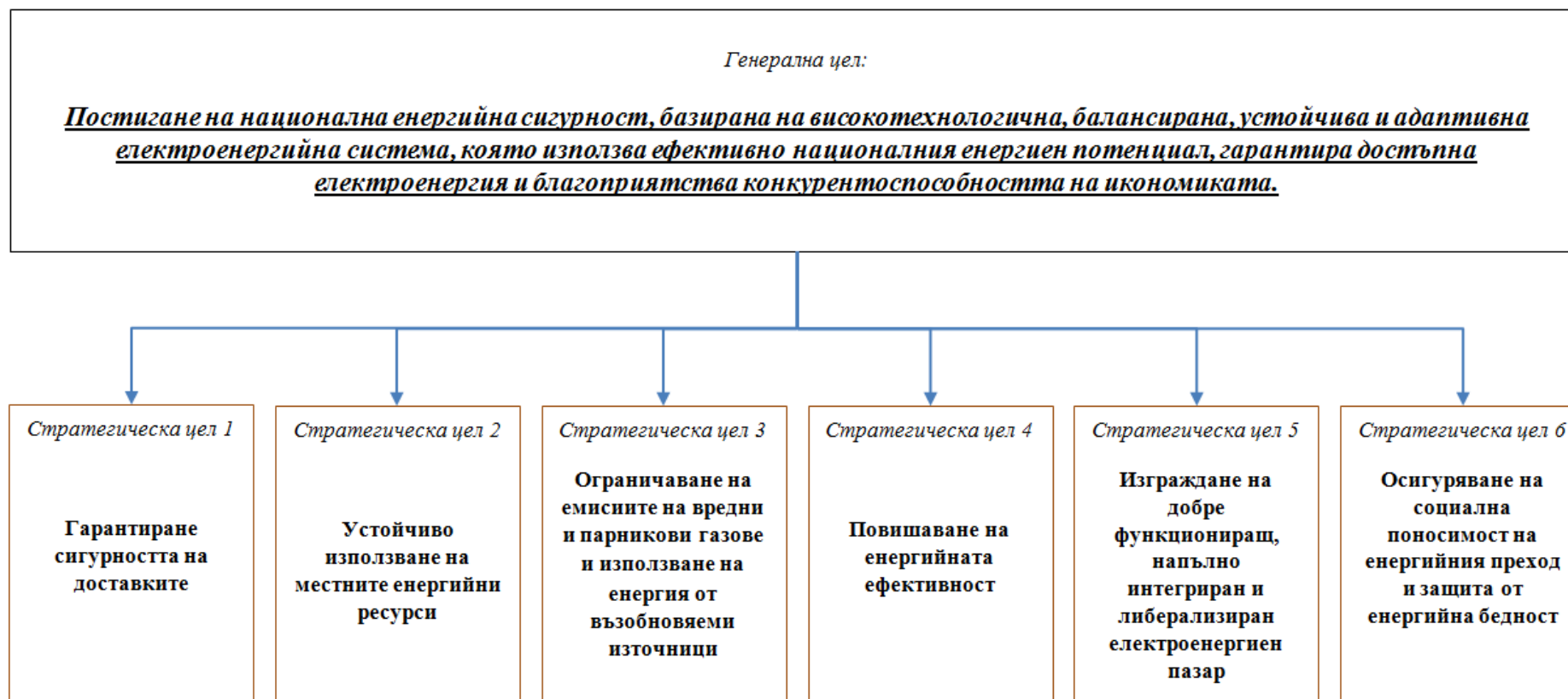
В Националната стратегия трябва да се изведат стратегически цели, които са подчинени на следната генерална цел:

Постигане на национална енергийна сигурност, базирана на високотехнологична, балансирана, устойчива и адаптивна електроенергийна система, която използва ефективно националния енергиен потенциал, гарантира достъпна електроенергия и благоприятства конкурентоспособността на икономиката.

Генералната цел отчита целите на Европейския енергиен съюз, в т.ч. изискванията за развитие на сектора на пазарен принцип и осигуряване на благосъстоянието на обществото.

Последващите стратегически цели, които са свързани с провеждане на националната политика по всяко от петте измерения на Енергийния съюз, са представени на Фигури 1, 2, 3 и 4.

Фигура 1. Генерална цел и стратегически цели (СЦ)



Фигура 2. Стратегически цели 1 и 2 – с техните специфични цели

СЦ 1 – Гарантиране сигурността на доставките	СЦ2 – Устойчиво използване на местните енергийни ресурси
<i>СнЦ 1.1:</i> Развитие на производствена инфраструктура, която гарантира местно производство на електрическа енергия на конкурентни цени	<i>СнЦ 2.1:</i> Устойчиво използване на собствените въглищни ресурси
<i>СнЦ 1.2:</i> Развитие на мрежова инфраструктура за гарантиране на непрекъснато снабдяване с електроенергия на потребителите	<i>СнЦ 2.2:</i> Оптимално използване на собствените възобновяеми ресурси и насърчаване на децентрализираното производство
<i>СнЦ 1.3:</i> Поддържане на критична енергийна инфраструктура, която осигурява възможности за реагиране в извънредни ситуации	<i>СнЦ 2.3:</i> Устойчиво използване на ядрената енергия
<i>СнЦ 1.4:</i> Финансиране на научноизследователски и развойни дейности в областта на новите технологии за енергопроизводство и потребление	<i>СнЦ 2.3:</i> Проучване на националните ресурси за нефт и газ

Фигура 3. Стратегически цели 3 и 4 – с техните специфични цели

СЦ 3 – Ограничаване на емисиите на вредни и парникови газове и използване на енергия от възобновяеми източници	СЦ 4 – Повишаване на енергийната ефективност
<i>СнЦ 3.1:</i> Устойчиво развитие и балансирано прилагане на мерките за повишаване на дела на ВЕИ в транспорта, отоплението, охлаждането и за производство на електрическа енергия	<i>СнЦ 4.1:</i> Енергийно спестяване по цялата верига от производство до потребление
<i>СнЦ 3.2:</i> Заместване на излизащи от експлоатация ВЕИ централи след изтичане на техните договори с по-модерни инсталации за запазване на дела им в крайното електропотребление с хоризонт 2030 г.	<i>СнЦ 4.2:</i> Държавна подкрепа на инициативи за повишаване на енергийната независимост на публичните и жилищните сгради
<i>СнЦ 3.3:</i> Прилагане на компенсиращи мерки за намаляване на влиянието на парниковите газове в селското и горското стопанство	<i>СнЦ 4.3:</i> Своевременно подобряване на енергийните характеристики на съществуващите сгради и въвеждане на по-строги енергийни стандарти за новостроящи се сгради
	<i>СнЦ 4.4:</i> Създаване на условия за масово навлизане на екоавтомобили, системи за съхранение на енергията и „зелени“ градове на бъдещето и на необходимата за тях инфраструктура, включително изграждане на интелигентни енергийни мрежи (Smart Grid)
	<i>СнЦ 4.5:</i> Стимулиране на използването на икономични превозни средства и интензивно използване на обществения транспорт
	<i>СнЦ 4.6:</i> Приоритетно използване на централизираното топлоснабдяване и подкрепа на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия

Фигура 4. Стратегически цели 5 и 6 – с техните специфични цели

СЦ 5 – Изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар	СЦ 6 – Осигуряване на социална поносимост на енергийния преход и защита от енергийна бедност
<i>СнЦ 5.1:</i> Разширяване на услугите и платформите на електроенергийната борса в страната	<i>СнЦ 6.1:</i> Осигуряване на дейностите по производството, преноса, разпределението и търговията с ел. енергия с висококвалифицирана работна сила
<i>СнЦ 5.2:</i> Повишаване на междусистемната свързаност	<i>СнЦ 6.2:</i> Справедливо компенсиране на освобождаваните работници и служители в засегнатите общини при отделните кризисни сценарии
<i>СнЦ 5.3:</i> Премахване на ценовата регулация и участие на потребителите в различните сегменти на пазара на електроенергия	<i>СнЦ 6.3:</i> Бърз преход към заетост на освобождаваните работници и служители
<i>СнЦ 5.4:</i> Ограничаване на държавните помощи в сектора на електропроизводството	<i>СнЦ 6.4:</i> Осигуряване на целева защита на уязвимите потребители с оглед ограничаване на енергийната бедност
<i>СнЦ 5.5:</i> Участие в регионални пазарни обединения	

В следващите точки (от т. 3 до т. 5) на настоящия доклад обобщено са представени резултатите от дейностите, разработени в Междинни доклади 1, 2 и 3, на базата на които е изведена системата от стратегически и специфични цели и съответните мерки.

3. Анализ на икономиката и електроенергетиката на България

3.1 Макроикономическо състояние и развитие, показатели

Тенденциите в развитието на *българската икономика* се извеждат като се прилага следният **алгоритъм**:

- Оценките за развитието на световната и европейските икономики се използват за характеризиране на външната среда, в която ще се развива българската икономика.
- Определят се факторите за растеж на българската икономика, които не се използват достатъчно или се използват неефективно.
- Определят се онези характеристики на бизнес-средата – функциониране на институциите, работа на администрацията, политики и т.н., които пречат на нормалното функциониране и развитието на бизнеса.
- Характеризира се спецификата на развитие на структурата на българската икономиката по основни сектори (*селско стопанство, индустрия, услуги*) до 2030 г.
- Резултатите от тези качествени анализи се използват като основа за определянето на основните стартови променливи и показатели на Финансово-икономически модел – ФИМ, чрез който се изчисляват различни варианти на икономическо развитие на България.
- Разглеждат се три варианта на икономическо развитие – на висок растеж, на среден растеж и на нисък растеж, в зависимост от степента на използване на факторите на растеж и подобряване на бизнес-средата в резултат от политиката и действията на българските правителства.

Финансово-икономическият модел – ФИМ, който се използва за целите на прогнозирането, е създаден от L. Klein – носител на Нобелова награда по икономика за 1980 г. за „...създаване на иконометрични модели и тяхното приложение за анализ на икономическите колебания и икономическата политика²⁴“, в рамките на уникалния по своя характер международен проект LINK, който се развива под егидата и финансовото подпомагане на ООН.²⁵ Ежегодно, повече от 30 години, на него се представят и обсъждат подготвени проекции за икономическото развитие на повече от 60 страни в света.²⁶ От началото на 90-те години на XX век учени от ИИИ на БАН представят България в този проект.

ФИМ включва седем поведенчески и осем дефиниционни уравнения и 28 основни стартови променливи и показатели, подредени в пет групи:

- *Инструментални променливи* – формирани от макроикономическото управление, прокарват определена политика.
- *Външни екзогенни променливи* – в явен вид – външна инфлация; в неявен вид – например структурата на платежния баланс.
- *Контролни параметри* – показатели, екзогенни за ФИМ и се задават от изследователя, инкорпират възможни очаквания и въздействия от комплексен

²⁴ https://www.nobelprize.org/nobel_prizes/lists/all/.

²⁵ Изчерпателна информация за проекта LINK на: <http://projects.chass.utoronto.ca/link/desc0305.htm>.

²⁶ Представени доклади по страни, вкл. и за България, на: <http://www.rotman.utoronto.ca/FacultyAndResearch/ResearchCentres/ProjectLINK/LINKconferences>.

характер, твърде често и като правило трудно квантифицируеми. Тук са и някои основни коефициенти.

- *Други фиксирани или задаваеми параметри* – оценяват се като по-второстепенни в сравнение с тези от трета група.
- *Ендогенни показатели* – всички останали показатели, следствие и резултат от заложиени хипотези и очаквания.

Развитие на световната и европейската икономики

Институциите, представящи дългосрочни прогнози за световното развитие, правят своите предвиждания като екстраполират сложилите се тенденции на развитие на брутния вътрешен продукт (БВП), взимайки предвид и редица икономически показатели, като инфлация, инвестиции, развитие на търговията и др.

Икономическите турбуленции, предизвикани от последната финансова икономическа криза, до голяма степен бламираха направените „оптимистични“ прогнози в периода преди кризата и доведоха до минаване в другата крайност – на прекалено песимистични прогнози, правени по-време на кризата.

Прогнозите по години, представяни от различни институции, се различават, но като цяло за страните с различна степен на развитие и по региони те са близки – **намаляващ растеж с течение на времето**. От около 7% годишно към 2010 г., темповете на икономически растеж на **развиващите се икономики** се предвижда да спаднат до около 5% към 2020 г., а към 2050 г. тези темпове да намалееят около два пъти спрямо 2020 г. Икономическият растеж на **развитите икономики** се очаква да се понижи от 2.4 до 1.3% годишно за 2020-2050 г.²⁷

Европейската индустрия остава конкурентоспособна и съставлява значителна част от добавената стойност в икономиката (24%). Въпреки че държавите-членки на ЕС заемат първите места в класацията по Индекс на конкурентно индустриално развитие (ИКИР), повечето от европейските компании и МСП не се променят така бързо към динамично променящата се икономическа и технологична среда в света.

ЕС се стреми да реструктурира европейските икономики на нова технологична основа. За постигането на тези цели ЕС мобилизира повече от 740 млрд. евро за инвестиции в рамките на ключовите програми.²⁸

И при трите варианта допускаме, че БВП на старите страни-членки ще расте с реални темпове 1% годишно, а дефлаторът на БВП ще бъде 0.7% годишно, средно за целия 15-годишен период. Това са реалистични числа за цяла група страни за толкова дълъг период и те са близки както до историческите данни, така и до прогнозите на основните международни организации.

²⁷ Price Waterhouse and Coopers & Lybrand (PWC): <https://www.pwc.com/gx/en/issues/economy/the-world-in-2050.html>.

²⁸ Главните инициативи в това отношение са Европейски инвестиционен план (Investment Plan for Europe); Стратегия за Единния вътрешен пазар (Single Market Strategy); Стратегия за Дигитален единен пазар (Digital Single Market strategy); Кръгова икономика (Circular Economy package); Енергиен съюз (Energy Union); Съюз на капиталовите пазари (Capital Markets Union); Европейски план за нови умения (New Skills Agenda for Europe).

Оценка на влиянието на новите технологии върху икономическото развитие

Влиянието на новите технологии, които представляват сърцевината на Четвъртата индустриална революция, върху икономиката и бита е нееднозначно. Самите технологии са в процес на разработване, някои от тях са изключително новаторски, без аналог и използват радикални иновации.

Четвъртата индустриална революция включва 9 ключови технологии: автономни роботи, 3-D симулация, системна вертикална и хоризонтална интеграция, навлизане на интернет във всички дейности, киберсигурност, облачни технологии, 3-D принтиране, виртуална действителност и големи бази данни.²⁹ Към тези може да се добавят електромобилите, като комплексен продукт с потенциал за значимо влияние за промяна в енергийните потоци.

Новите технологии изискват определен период за масово навлизане. Очакванията са това да започне след 2020 г. и за около две десетилетия да навлязат при над 80% от потребителите в най-развитите страни.³⁰

Оценката за скоростта на навлизане на новите технологии в България е направена с помощта на анализа на „силовите полета“. Навлизането на новите технологии в страната зависи от съотношението на поддържащите и задържащите тези промени сили.

Поддържащите сили са добре развитата мрежа за ширококолов достъп, желание на населението за използване на нови ИКТ, участието в европейски програми за модернизация на предприятията и повишаване на тяхната конкурентоспособност.

Задържащите сили са ниското равнище на инвестициите, ниската популателна способност на населението, системата на професионално обучение и неблагоприятните стартови позиции на българските предприятия.

Съотношението между поддържащите и задържащите сили е в полза на последните. При различните варианти на растеж се наблюдава забавяне от 10 до 15 години на навлизането на новите технологии в бизнеса спрямо водещите европейски икономики и 15-20 години – в бита.

Развитие на структурата на българската икономиката по основни сектори³¹

Връзката между икономическото развитие и структурните промени се приема като доказана и утвърдена в икономическата литература и се използва широко в експертните доклади на международните организации.^{32,33}

Сценарии на развитието по основни сектори (селско стопанство, индустрия и услуги) и техните определящи показатели (структура на БДС и заети, производителност на труда и др.) са залегнали като входни параметри в отделните варианти на ФИМ. Достигането до тези варианти е резултат от итеративен процес със залагане на различни сценарии за

²⁹ Boston Consulting Group, 2015.

³⁰ World Economic Forum and New York Times.

³¹ Първичен (аграрен) сектор, вторичен сектор (индустриален, вкл. строителство) и третичен сектор (секторът на услугите).

³² Memedovic, O., Iapade, I. (2009). Structural Change in the World Economy: Main Features and Trends. – UNIDO, WP 24/2009.

³³ Lin, J. (2012). New Structural Economics: A Framework for Rethinking Development and Policy. – IBRD/International Development.

структурни изменения по сектори и обосновка на икономическата състоятелност на получените резултати. Експертната оценка за стойността на отделните показатели се базира на анализите на досегашните структурни промени в българската икономика, определяне на нейните специфики³⁴ и сравнение с тенденциите на структурните промени на страните в ЕС³⁵ със сходни характеристики – размери, структура, историческо и икономическо развитие. Анализите са извършени на базата на данни от НСИ и Евростат.

При залагането на **входните параметри**, определени във ФИМ, са взети предвид следните основни резултати от анализа:

- Относителният дял на заетите в селското стопанство ще остане висок за страна-членка на ЕС. Изменението на заетите при формирането на отделните сценарии е съобразено с възрастовата структура на селското население.
- Относителният дял на БДС, създаден в индустрията, ще намалява с течение на времето, предимно за сметка на нарастването на относителното участие на услугите във формирането на общата БДС. Относителният дял на заетите в индустрията ще спада с по-високи темпове от този на БДС, което ще води до нарастване на производителността на труда.
- Очакванията са делът на услугите да продължава да нараства, но относителният дял да остане по-нисък от този в повечето страни на ЕС. Сценариите с по-висок темп на БВП (респ. БДС) като цяло за страната се свързват и с по-високо участие на сектора на услугите.

По-пълно и по-ефективно използване на природните условия и ресурси

При средно развити икономики, каквато е тази на България, факторите за ускоряване на икономическия растеж преди всичко са по-ефективното използване на наличните, традиционни ресурси на страната – земя, енергия, природни дадености, географско разположение, работна сила и др. За ограничен период от 5-7 години при този подход може да се очаква увеличение на годишните темпове на растеж на БВП с 2-4 процентни пункта.³⁶

Аграрен сектор. В България все още има неизползвана или неефективно използвана земя. Тези проблеми са решими при целенасочена държавна политика и **това се предпоставя при варианта на висок растеж.** Решаването на основните проблеми на аграрния сектор ще се отрази положително върху развитието на хранителната индустрия и външната търговия. Тези процеси ще доведат до подобряване на външнотърговския баланс, чрез заместване на вноса и увеличаване на износа. Те ще допринесат и за повишаване на дела на местното производство в приходите от туризма. Създаването на ефективен аграрен сектор ще има много по-голямо влияние върху растежа, отколкото може да се очаква от сравнително ниския дял на селското стопанство в БВП.

³⁴ Тотев, С., Сарийски, Г., Стойчева, И. (2016). Сравнителна оценка на конкурентоспособността на българската икономика. – Икономическа мисъл, N 4.

³⁵ EU Structural Change, 2015.

³⁶ Димитров, М. (2007). Основни моменти на стратегията за ускорено развитие на българската икономика. – В: Студии за ускорено развитие на българската икономика, С.: Горекс Прес, с. 11-30.

Туризм. Максималното използване на разнообразието от туристически ресурси (минерални извори, планински туризъм, ски-центрове, културно-исторически туризъм) и развитието на качествен туризъм за превръщане на РБългария във водеща туристическа дестинация на международния туристически пазар ще се отрази чрез темповете на растеж на отрасъла и подобряването на платежния баланс.

Енергетика. България е бедна на енергийни ресурси и затова повишаването на енергийната ефективност е особено важно за развитието на икономиката. Данните през последните години показват подобряване на енергийната ефективност и ръстът на БВП и на промишленото производство се осъществява при почти същото потребление на енергия. Въпреки това, разходът на енергия за производство на единица БВП в България е в пъти по-голям не само от старите, но и от новите страни-членки на ЕС. Подобряването на енергийната ефективност ще се отрази благоприятно върху конкурентоспособността на производителите и външнотърговския баланс на страната.

Транспортна инфраструктура. Съществуващата необвързаност на инфраструктурите (ЖП, шосеен и тръбопроводен транспорт, електропреносни и далекосъобщителни мрежи, логистична инфраструктура и др.) между България и съседните страни представлява реална бариера за икономическата активност. Решаването на посочените проблеми ще се отрази във ФИМ чрез темповете на растеж на отрасъла и повишаването на публичните разходи.

Подобряване на икономическата среда

През последните 28 години икономиката на България се развиваше много противоречиво. Резултатът е значително изоставане, не само от средните показатели на ЕС, но и от тези на страните-членки от ЦИЕ. Основната причина за това е в спецификата на икономическата среда. Основните проблеми на средата за развитие на бизнеса са свързани и произтичат от начина, по който беше извършена смяната на политическата и икономическата система в България.³⁷

Първите 7-8 години от прехода се характеризираха с ясно изразена схема, насочена към декапитализация на държавните предприятия и закъсняло реструктуриране на икономиката. В резултат на всичко това България по основни икономически показатели е най-изостаналата страна в ЕС.

Нормалното функциониране на пазарната икономика се свързва с ефективна администрация, в т.ч. изграждане на „електронно правителство”, **контролиране на икономическо поведение с цел еднопосочност на частния и националния интерес**, изясняване и защита на правото на частна собственост, регулиране и защита на търговските договори, провеждане на политика срещу монополите и в защита на конкуренцията. Това означава също и реално функционираща демокрация, разделение и контрол между властите, ефективна и независима съдебна система, независими медии и т.н.

Решаването на посочените проблеми на икономическата среда в България се отразява върху **входните параметри на ФИМ** в няколко направления:

³⁷ Димитров, М. (2016). Икономическият растеж в България – алтернативи, възможности и политика. – В: Алтернативи на икономическото развитие през 21-ви век. С., с. 9-24.

- увеличение на приходите на бюджета, макроикономическа стабилност, възможност за повече инвестиции за недофинансираните сектори – здравеопазване, образование, наука и култура, транспортна и друга инфраструктура;
- повишаване на ефективността на публичните инвестиции, в т.ч. от европейските фондове;
- подобрени възможности за провеждане на политиките за ефективно използване на местните ресурси;
- подобряване на качеството на работната сила;
- подобряване на условията за увеличаване на местните и чуждестранни инвестиции.

Варианти на развитие на българската икономика до 2030 г.

На базата на задълбочена макроикономическа оценка на развитието на българската и европейските икономики в следващите десетилетия и в зависимост от степента на използване на факторите на растеж и подобряване на бизнес-средата, са изведени **три варианта на макроикономическа прогноза** за развитието на България до 2030 г. – „висок растеж”, „нисък растеж” и „среден растеж”.

Представени са основните резултати от изследването на българската икономика до 2030 г. Най-напред са дадени темповете на растеж и равнищата на БВП през 5-годишни периоди, а след това –промяната на отрасловата структура на икономиката.

Темпове на растеж и равнище на БВП на България

Вариант на висок растеж

При варианта на висок растеж се приема, че българските правителства си поставят за цел, приемат и имат воля да изпълняват стратегия за развитие, при която ще има съвпадение и наслагване на влиянието на всички положителни фактори за растеж и българската икономика ще използва в максимална степен възможностите си за развитие.

Това означава:

- разширяване и по-ефективно използване на съществуващите природни ресурси, което да доведе до ефективно и конкурентно селско стопанство, хранителна промишленост и туризъм;
- значително намаляване на енергопотреблението на 1000 лв. БВП;
- подобряване на ефективността на администрацията и правосъдната система, намаляване на корупцията и сивата икономика, което при същата данъчна система да увеличи приходите в бюджета с 10-20%;
- изпълнението на горното ще позволи да се увеличат инвестициите в здравеопазване, образование, научни изследвания и култура, което ще се отрази благоприятно на броя, квалификацията и качеството на работната сила;
- това ще подобри и бизнес-средата и ще стимулира местните и чужди инвестиции.

При тези условия, в резултат от оценка на влиянието на отделните фактори, допускаме, че реалните темпове на растеж на българската икономика могат да бъдат от 3.5 до 6% годишно.

Икономиката е инертна система и е необходимо време, за да се почувстват резултатите от провеждането на определена политика. Необходимо е време за възприемане на предложените политики, за осъществяване на промените в икономическата среда, за по-пълното налагане на образа на България като страна със стабилна и перспективна икономика и т.н. Затова според нас е нормално да се очаква през първите години реалните темпове на растеж да бъдат в сегашните рамки 3-4% годишно и постепенно да растат до 4-5% годишно.

Второто съображение, което трябва да имаме предвид, е, че факторите на растеж ще изчерпят своето влияние в рамките на 5-7 години. Това е периодът, през който можем да очакваме темпове от порядъка на 6% годишно. След това би било нормално развитието на икономиката да се забави и темповете на растеж на БВП да се нормализират в границите на 3-4% годишно.

Навсякъде темповете са осреднени за петгодишни периоди, за да се избегнат непредвидимите годишни колебания.

Таблица 1. Висок растеж – създаване на БВП

Висок растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
БВП (текущи млрд. BGN)	27.9	46.7	74.8	88.6	125	198	311
БВП (2015 млрд. BGN)	52.5	69.1	82.1	88.6	105	138	183
БВП (Темпове на 5-год. реален прираст) %		31.8	18.7	7.9	18.7	31.6	32.1

Растежът на една изостанала икономика винаги е съпътстван с увеличаване на цените и приближаването им до равнището на развитите страни. Сегашното равнище (2015 г.) на цените на БВП за България е 46% от средното на ЕС-28. Това предполага по-висок процент на **дефлатора на БВП**, в сравнение с другите страни-членки на ЕС.

Но този процес няма да бъде равномерен и еднакъв за всички стокови групи. Сега цените на машини и оборудване, лични транспортни средства, полудълготрайни и дълготрайни стоки, облекло и обувки, мляко, сирене, яйца, масла и мазнини и др. са 80-100% от средните цени на страните от ОИСР. От друга страна, цените на колективни услуги, колективно потребление, държавно управление, здравеопазване и образование са на равнище 18-26% от средните за ОИСР. Нормално е да се очаква цените на публичните услуги да растат по-бързо от другите.

Увеличаването на вътрешните цени, съответно на дефлатора, зависи от конкурентоспособността на икономиката и основно на износителите. Не може да предвиждаме произволни или еднакви темпове през целия период.

При варианта на висок растеж допускаме, че дефлаторът на БВП за България е 2.5-3% през първите години, увеличава се до 3.5-4% през годините на висок реален растеж и постепенно намалява до 2-2.5%.

Вариант на нисък растеж

Ще има съвпадение и наслагване на всички негативни процеси – няма да има положителна промяна в използване на недооценяваните фактори за растеж, т.е. ще се

запази сегашното състояние на нещата, а световната и европейската икономики ще продължават да се развиват със забавени темпове.

При тези условия, в резултат от оценка на влиянието на отделните фактори, допускаме, че реалните темпове на растеж на българската икономика могат да бъдат от 2.5 до 3% годишно, а на дефлатора на БВП – 2-3%.

Таблица 2. Нисък растеж – създаване на БВП

Нисък растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
БВП (текущи млрд. BGN)	27.9	46.7	74.8	88.6	114	156	204
БВП (2015 млрд. BGN)	52.5	69.1	82.1	88.6	101	119	137
БВП (Темпове на 5-год. реален прираст)%		31.8	18.7	7.9	14.1	17.5	15.7

Вариант на среден растеж

При средния вариант приемаме, че част от възможностите за ускорено развитие ще бъдат използвани колебливо и през различни периоди от време. Това поведение ще се отрази на темповете на растеж и на показателите на икономиката, които се очаква да бъдат междинни, спрямо тези на оптимистичния и на песимистичния вариант.

Таблица 3. Среден растеж – създаване на БВП

Умерен растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
БВП (текущи млрд. BGN)	27.9	46.7	74.8	88.6	119	171	240
БВП (2015 млрд. BGN)	52.5	69.1	82.1	88.6	103	125	152
БВП (Темпове на 5-год. реален прираст)%		31.8	18.7	7.9	15.9	21.7	21.4

При тези условия, в резултат от оценка на влиянието на отделните фактори, допускаме, че реалните темпове на растеж на българската икономика могат да бъдат от 3 до 4% годишно, а на дефлатора на БВП – 2.5-3%.

Икономическото развитие на България и сближаване на равнищата на БВП

През 1989 г. България не е сред най-бедните страни според равнището на БВП на глава от населението. Като изключим Словения и Чехия, които бяха по-развити, България е била в една група с останалите страни.

Всяка смяна на системата се отразява отрицателно върху икономиката. При другите страни тези промени доведоха до спад само за 2-3 години, след което започна процес на възстановяване и към 1994-1995 г. те надхвърлиха равнището на 1989 г.

В България възстановяването започна едва през 1997-1998 г., когато се постави началото на по-сериозната трансформация на обществото и икономиката. Дотогава вече беше натрупано изоставане около 2 пъти. Вместо 5-6 години, нашата страна имаше нужда от 15-16 години, за да достигне равнището на БВП на глава от населението от 1989 г. Изгубените 10 години и натрупаното изоставане не можаха да бъдат преодоляни.

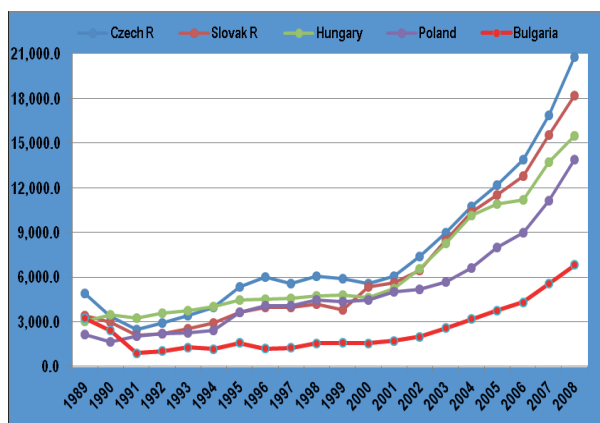
През 2015 г. БВП по ППС на глава от населението на България е 64% от това на страните от ЦИЕ и 48% от средното равнище на страните от ЕС.

И при трите варианта допускаме, че БВП на старите страни-членки ще расте с реални темпове 1% годишно, а дефлаторът на БВП ще бъде 0.7% годишно, средно за целия 20-годишен период. Това са реалистични числа за цяла група страни за толкова дълъг период и те са близки както до историческите данни, така и до прогнозите на основните международни организации.

Сегашното равнище (2015 г.) на БВП за ЦИЕ е 75% от средното на ЕС-28. Приемаме, че реалните темпове на растеж на тази група страни ще бъдат в началния период около 3% годишно и постепенно ще намаляват до средно 2% годишно, а за дефлатора – 2-2.5% годишно.

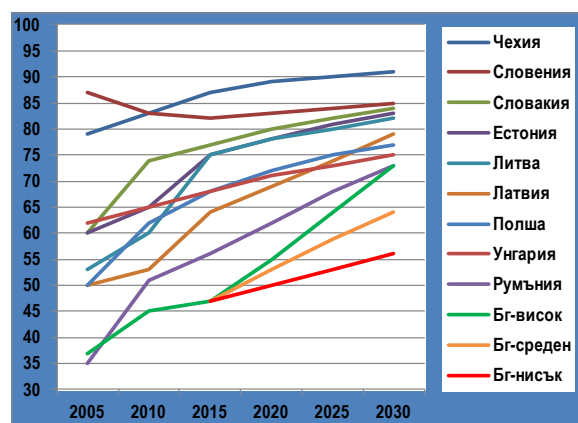
При варианта на висок растеж, в резултат от съвкупното действие на приетите темпове на реален растеж и на дефлатора, през 2030 г. България може **да достигне 85-90% от средното равнище на БВП на глава от населението на страните от ЦИЕ и 70-75% от средното равнище на страните от ЕС.**

Фигура 5. БВП на човек от населението 1989-2008 г. (в щатски дол.)



Източник: Съставена на основата на данни от Transition Report – 2010, EBRD estimate.

Фигура 6. БВП на човек от населението по ППС, ЕС-28=100



Източник: Евростат и собствени изчисления.

При варианта на нисък растеж, в резултат от съвкупното действие на приетите темпове на реален растеж и на дефлатора, през 2030 г. България може **да достигне 75-80% от средното равнище на БВП на глава от населението на страните от ЦИЕ и около 65% от средното равнище на страните от ЕС.** Това означава запазване на изоставането на България, както от средните показатели на ЕС, така и от тези на източноевропейските страни-членки.

При варианта на среден растеж може да се очаква през 2030 г. България **да достигне около 65-70% от средното равнище на БВП на глава от населението на страните от ЦИЕ и около 50% от средното равнище на страните от ЕС.**

Принос на икономическите сектори при формиране на БВП

На следващите таблици са дадени резултатите от ФИМ, отразяващи промяната на структурата на българската икономика. Показани са два вида структури. Първо, по сектори – първичен (селско, горско и рибно стопанство), вторичен (промишленост и строителство) и третичен (услуги).

Таблица 4. Висок растеж – структура на БВП

Висок растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
БДС (структура, текущи цени, %)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Селско, горско и рибно стопанство	12.6	8.6	4.8	4.8	4.5	4.2	4.0
Промишленост + строителство	25.8	28.4	27.4	27.9	27.1	25.2	22.2
в т.ч.: металургия			1.1	0.8	0.8	0.8	0.7
химическа промишленост			1.1	1.7	1.3	1.2	1.0
промишл. за неметални минер. суровини			0.9	1.0	1.0	1.0	0.9
хранително-вкусова промишленост			2.7	3.0	2.7	2.8	2.4
Услуги	61.6	63.0	67.8	67.3	68.4	70.6	73.8
в т.ч. транспорт	0.0	0.0	4.0	3.6	3.9	4.1	4.3
БДС (Темпове на 5-год. реален прираст)		31.8	18.7	7.9	18.7	31.6	32.1
Селско, горско и рибно стопанство		-1.8	-19.6	-6.0	7.3	21.5	21.7
Промишленост + строителство		29.5	16.2	11.8	17.2	21.6	18.1
в т.ч.: металургия				13.4	23.4	33.8	18.1
химическа промишленост				77.7	3.0	7.8	15.6
промишл. за неметални минер. суровини				43.6	27.9	27.7	18.1
хранително-вкусова промишленост				15.4	16.2	21.6	18.1
Услуги		31.5	28.2	5.5	21.4	35.9	38.0
в т.ч. транспорт				6.1	18.5	58.5	38.0
Брутна добавена стойност		30.0	22.8	6.3	19.5	31.4	32.3
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продуктите)		42.8	-1.4	18.8	13.6	31.6	32.1

Таблица 5. Среден растеж – структура на БВП

Умерен растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
БДС (структура, текущи цени, %)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Селско, горско и рибно стопанство	12.6	8.6	4.8	4.8	4.6	4.3	3.9
Промишленост + строителство	25.8	28.4	27.4	27.9	27.3	26.1	24.3
в т.ч.: металургия			1.1	0.8	0.8	0.8	0.7
химическа промишленост			1.1	1.7	1.3	1.2	1.1
промишл. за неметални минер. суровини			0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
хранително-вкусова промишленост			2.7	3.0	2.7	2.9	2.7
Услуги	61.6	63.0	67.8	67.3	68.1	69.5	71.8
в т.ч. транспорт	0.0	0.0	4.0	3.6	3.9	4.0	4.2
БДС (Темпове на 5-год. реален прираст)		31.8	18.7	7.9	15.9	21.7	21.4
Селско, горско и рибно стопанство		-1.8	-19.6	-6.0	7.9	13.9	5.8
Промишленост + строителство		29.5	16.2	11.8	15.2	15.9	14.3
в т.ч.: металургия				13.4	21.4	27.4	14.3
химическа промишленост				77.7	1.3	2.7	11.9
промишл. за неметални минер. суровини				43.6	25.7	21.7	14.3
хранително-вкусова промишленост				15.4	14.3	15.9	14.3
Услуги		31.5	28.2	5.5	18.0	24.3	25.4
в т.ч. транспорт				6.1	34.4	24.3	25.4
Брутна добавена стойност		30.0	22.8	6.3	16.7	21.5	21.6
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продуктите)		42.8	-1.4	18.8	11.0	21.7	21.4

Таблица 6. Нисък растеж – структура на БВП

Нисък растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
БДС (структура, текущи цени, %)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Селско, горско и рибно стопанство	12.6	8.6	4.8	4.8	4.6	4.6	4.3
Промисленост + строителство	25.8	28.4	27.4	27.9	27.5	26.6	25.5
в т.ч.: металургия			1.1	0.8	0.8	0.8	0.8
химическа промишленост			1.1	1.7	1.3	1.2	1.2
промишл. за неметални минер. суровини			0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
хранително-вкусова промишленост			2.7	3.0	2.7	2.9	2.8
Услуги	61.6	63.0	67.8	67.3	67.9	68.9	70.2
в т.ч. транспорт	0.0	0.0	4.0	3.6	3.8	4.0	4.1
БДС (Темпове на 5-год. реален прираст)		31.8	18.7	7.9	14.1	17.5	15.7
Селско, горско и рибно стопанство		-1.8	-19.6	-6.0	8.4	14.1	6.3
Промисленост + строителство		29.5	16.2	11.8	13.9	13.2	11.9
в т.ч.: металургия				13.4	20.0	24.5	11.9
химическа промишленост				77.7	0.1	0.4	9.6
промишл. за неметални минер. суровини				43.6	24.3	18.9	11.9
хранително-вкусова промишленост				15.4	13.0	13.2	11.9
Услуги		31.5	28.2	5.5	15.8	19.2	17.9
в т.ч. транспорт				6.1	5.5	6.5	17.9
Брутна добавена стойност		30.0	22.8	6.3	14.9	17.3	15.8
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продуктите)		42.8	-1.4	18.8	9.3	17.5	15.7

На второ място, от промишлеността са разгледани отделно нейните подгрупи – металургия, химическа промишленост, промишленост за неметални минерални суровини и хранителната промишленост, тъй като те се характеризират с по-висока енергийна интензивност. По същата причина, от сектора на услугите е показан отделно транспорта.

При секторната структура, през периода 2015-2030 г. се очаква увеличение на относителния дял на Услугите с 2.9 процентни пункта (пр.п.) при нисък растеж, и с 6.5 пр.п. при висок растеж. Относителният дял на вторичния сектор намалява с 5.7 пр.п. при висок растеж и с 2.4 пр.п. при нисък растеж. Делът на Селското стопанство намалява съответно с 0.8 пр.п. при висок растеж и с 0.5 пр.п. при нисък растеж.

Намалението на дела на Селското стопанство и Промислеността не е заради това, че те не се развиват, а заради това, че Услугите се развиват по-бързо. Това е обща тенденция за всички съвременни икономики, и както темповете на растеж, така и промяната на трисекторната структура на икономиката на България са съобразени с нея.

При подгрупите на Промислеността се предвиждат по-високи темпове на растеж от средните за вторичния сектор за Металургията и Промислеността за неметални минерални суровини, по-нисък растеж за Химическата промишленост и почти същите темпове на растеж за Хранителната промишленост. В сравнение с ръста на цялата икономика, темповете на растеж на Металургията и Промислеността за неметални минерални суровини са близки, на Хранителната промишленост – малко по-ниски, а на Химическата промишленост – значително по-ниски. Относителният дял на четирите енергоинтензивни подотрасъла на промишлеността във вторичния сектор се запазва почти същия до 2030 г. (около 23%), а в цялата икономика намалява от 6.5% през 2015 г. до 5% при висок растеж и 5.8% при нисък растеж.

При всички варианти се предвижда Транспортът да расте с по-високи темпове от икономиката като цяло и съответно нараства относителният му дял от 3.6% през 2015 г. до 4.3% при висок растеж и 4.1% при нисък растеж през 2030 г.

Население и заетост при трите варианта на икономически растеж

Динамиката на населението е естествен процес, който до голяма степен зависи от културния модел на една национална или регионална общност. Разпространено е мнението, че този процес не се влияе или се влияе косвено от растежа на икономиката и богатството на населението на една страна.

Случаят на България е различен. Нашата страна е в демографска криза, която до голяма степен беше предизвикана и се поддържа от безпрецедентния спад на икономическото равнище и продължаващото изоставане от другите страни-членки на ЕС. **Затова, според нас, успехът на мерките за преодоляване на демографската криза ще зависят от това дали са избрани подходящи политики, отговарящи на състоянието и развитието на икономиката.**

Раждаемост. Възможностите за повишаване на раждаемостта са в рамките на 1-2 промила. Връзката между раждаемост и растеж може да се търси най-вече във възможностите на семействата да осъществят плановете си, според културния модел, за раждането на определен брой деца. Когато икономиката е в криза или застой, тези плановете се отлагат, и обратно, когато икономиката расте, плановете се осъществяват. Връзката между двете е чувството за стабилност и перспективност в дългосрочен план. Тази връзка се потвърждава от досегашното развитие – след 1989 г. раждаемостта в България намалява и достига най-ниското си равнище през 1997 г. (7.7 промила), след това расте до 2009 г. (10.9 промила) и заради кризата отново намалява до 9.2 промила през 2015 г. През последните години икономиката расте, но въпреки това раждаемостта остава ниска, защото растежът не е достатъчен, за да създаде усещането за стабилност и перспективност в дългосрочен план.

Смъртност. Смъртността в България е най-висока в сравнение с останалите страни-членки на ЕС и през последните 20 години се движи в интервала 14-15‰. Тази стойност е много по-висока от средната за Европейския съюз (EU-28) – около 10‰, както и от средната за новите страни-членки от Източна Европа (EEU-11) – около 12‰. Този показател е с най-големи резерви за намаляване на отрицателния естествен прираст на българското население. Намаляването на коефициента на смъртност (Ксм) с три пункта (с 20%) спрямо посочената по-горе смъртност в България ще доведе до намаляване наполовина на отрицателния естествен прираст.

Трябва да се преодолее преждевременната смъртност, която в България е доста повече, особено при мъжете, в сравнение с другите страни-членки, в т.ч. от ЦИЕ. Става въпрос за болести, които в другите страни се лекуват, а при нас увеличават общата смъртност с 2-3 промила.

Естествен прираст. При различните варианти на растеж на икономиката се достига до коефициент на раждаемост 10-11 промила, а на смъртност 11-13 промила, което означава естествен прираст от 0 до минус 3 промила.

Емиграция. И при трите варианта на растеж предвиждаме задържане на емиграцията в рамките на няколко хиляди души годишно, основно поради изчерпване на потенциала.

Имиграция. Възможностите в тази област зависят преди всичко от два фактора – създаването на нови работни места, което е пряко свързано с темповете на растеж, и

провеждането на политика за привличането на имигранти, които искат и могат да се интегрират на пазара на труда и в българското общество. Когато тези два фактора са налице, България ще бъде атрактивна дестинация за икономически имигранти от победни страни. Когато БВП на България достигне 65-70% от средния за ЕС, една малка част от българските емигранти (до 20% при варианта на висок растеж) биха се върнали в България.

Краен резултат. В резултат от съвкупното действие на посочените фактори, получаваме възстановяване на броя на населението през 2030 спрямо 2015 г. при варианта на висок растеж, намаляване на населението с около 180 000 души през 2030 г. при средния и намаляване на населението с около 300 000 души през 2030 г. при нисък растеж.

Таблица 7. Население и заетост в България през 2015-2030 г. при 3 варианта на икономически растеж

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Висок растеж							
Население – хил. бр.	8149	7718	7504	7142	7065	7075	7168
Заетост (хил. души, средногодишно)		2982	3075	3032	3000	3085	3230
Умерен растеж							
Население – хил. бр.	8149	7718	7504	7142	7047	6992	6962
Заетост (хил. души, средногодишно)		2982	3075	3032	2990	3000	3060
Нисък растеж							
Население – хил. бр.	8149	7718	7504	7142	7012	6927	6855
Заетост (хил. души, средногодишно)		2982	3075	3032	2942	2980	3015

Заетост. Заетостта е определена като функция на населението, като се отчитат увеличаването на работните места, в резултат от растежа, увеличаване на коефициента на икономическа активност на възрастовата група 20-64 г., според поетите от България ангажименти по Европа 20-20 и намаляване на безработицата.

Промяна на заетостта. В резултат от прилагането на поетите ангажименти и растежа на икономиката, в края на периода е възможно да се постигне 75% равнище на заетост, по-малко от 5% безработица и над 75% икономическа активност. На практика това означава частично или пълно компенсиране на броя на зетите, дори при сценариите на намаляване на броя на населението.

Основната цел на политиката в областта на демографското развитие и заетостта е подобряване на качествените характеристики на работната сила, зависещо от подобряването на системата на здравеопазването и образованието, коренна промяна в условията на труда, повишаване на качеството и продължителността на активния живот.

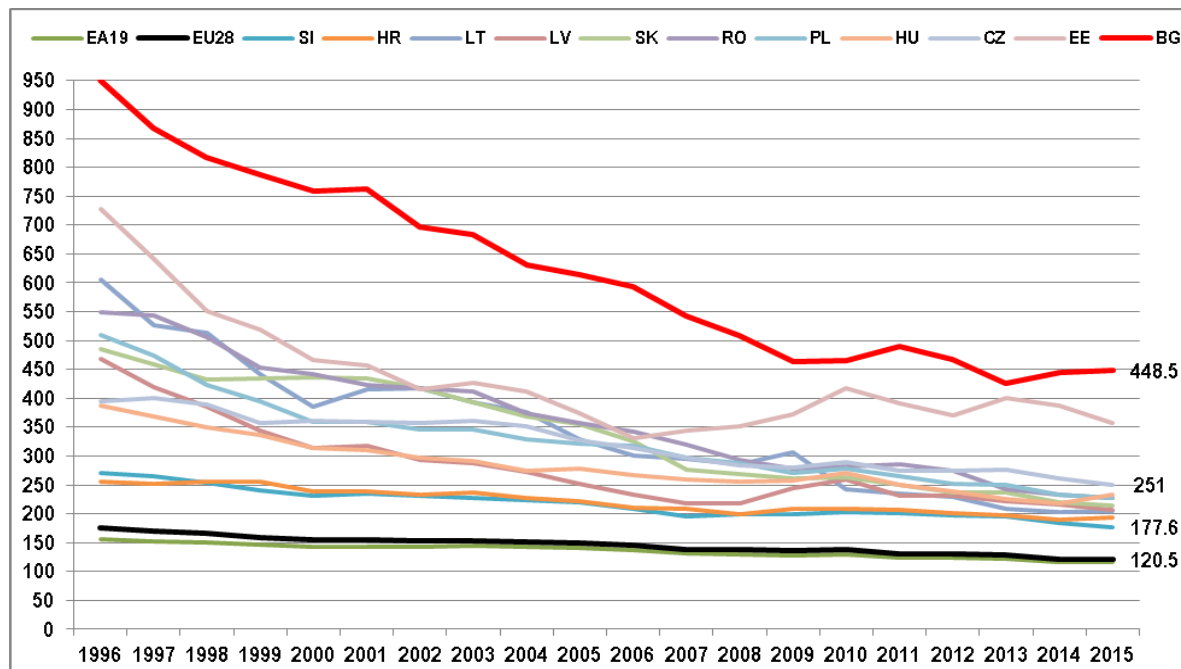
Енергийната интензивност на българската икономика до 2030 г.

Енергийната интензивност на българската икономика през 2015 г. (448.5 кг нефтен еквивалент на 1000 евро БВП) е много висока в сравнение с останалите страни от ЕС

(116 кгне за ЕС-19, 120 кгне за ЕС-28 и 215 кгне за ЦИЕ). През последните 20 години беше постигнат значителен напредък, но все още има много резерви.

Фигура 7. Енергийна интензивност на икономиката 1996-2015

Бруто вътрешно потребление на енергия, разделено на БВП (кг нефтен еквивалент на 1000 евро)



Източник: Евростат.

На този етап екипът си постави за задача да отговори на следния въпрос – осъществимо ли е, реалистично ли е да се мисли, че цялото увеличение на БВП през следващите години, до 2030 г., може да бъде постигнато при потреблението на същото количество енергия? Това означава да приемем, че на всеки 5 години енергийната интензивност ще намалява приблизително с процента, с който се увеличава БВП.

Този въпрос е резонен по две причини. Първо, политиката на енергийна ефективност е обща цел за страните от ЕС, но за България тя е особено важна, защото страната е бедна на собствени енергийни ресурси, а изостава много от другите страни по отношение на енергийната ефективност. На второ място, енергийната ефективност не е само цел, тя е фактор за икономически растеж. Ако българският бизнес иска да бъде конкурентоспособен, той не може да не внедри онези енергоспестяващи технологии, които използват неговите конкуренти, или да направи преход към други енергийни източници. В тази насока нашият бизнес има предимството, че тези технологии вече са създадени и са на пазара.

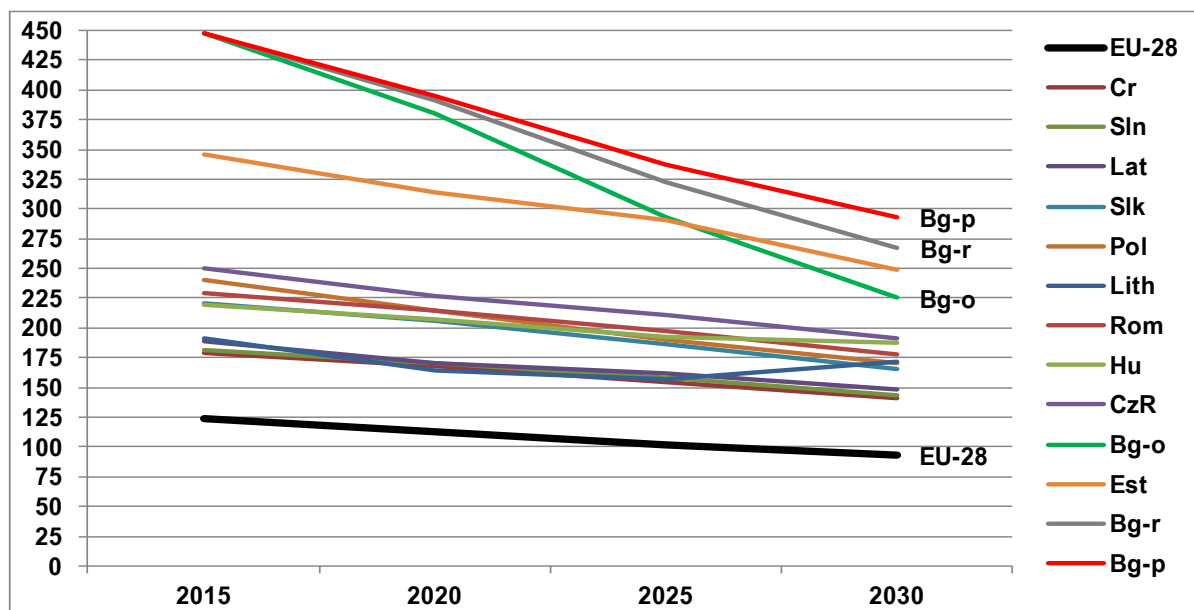
Таблица 8. Енергийна интензивност при трите варианта на икономически растеж (кгне)

Варианти	2015	2020	2025	2030
Висок растеж	450	380	293	225
Среден растеж	450	391	323	267
Нисък растеж	450	395	337	293

При това допускане се получиха следните резултати:

- През 2030 г. енергийната интензивност на българската икономика би трябвало да бъде 225 кг нефтен еквивалент на 1000 евро БВП при оптимистичния вариант, 267 кгне – при средния и 293 кгне – при песимистичния.
- При референтния сценарий на ЕК се предвижда през 2030 г. енергийната интензивност на българската икономика да бъде 294 кгне, което съвпада с нашия вариант на нисък растеж.

Фигура 8. Енергийна интензивност на икономиката 2015-2030



Източник: EU Reference Scenario 2016 и собствени изчисления.

При така направените допускания, през 2030 г. енергийната интензивност на българската икономика, при най-оптимистичния вариант, ще бъде близо два пъти по-висока от средната за Европейския съюз и съответно по-висока от тази на почти всички нови страни-членки. Нещо повече, показателите на всички стари страни-членки и на половината от новите страни-членки през 2015 г. са по-добри от най-оптимистичното равнище за енергийна интензивност на България за 2030 г.

Намаляването на енергийната интензивност се отразява по различен начин на потреблението в различните индустриални сектори и включва промяна на използваните при тях ресурси, в т.ч. преход от въглеводороди към електрическа енергия, който се отразява най-силно в сектор Транспорт.

От друга страна, структурата на индустриалното производство обективно се различава от структурата в другите страни-членки на ЕС, поради високия дял на добивна и преработваща промишленост.

Тези особености при прогнозирането на електропотреблението са отразени при изследване на секторно ниво в раздел 3.2.

Тенденции на промяна до 2040 г. с поглед до 2050 г.

Макроикономически показатели

Според логиката на прогнозата се очаква факторите за ускорено развитие на българската икономика да бъдат изчерпани до 2030 г. и темповете на растеж на БВП да бъдат значително по-ниски през следващите две десетилетия. Като цяло те ще бъдат близки до тези на страните от ЦИЕ и по-високи от темповете на ЕС като цяло.

При варианта на висок растеж се очаква реалните темпове на брутен вътрешен продукт (БВП) да бъдат между 3.5-4% годишно през първото десетилетие и 3-3.5% годишно през второто. При варианта на нисък растеж се очаква БВП да расте с 2.5-3% годишно през целия период 2030-2050 г.

Принос на икономическите сектори при формиране на БВП

През периода 2030-2050 г. се очаква да продължи тенденцията на увеличение на относителния дял на Услугите и намаление на относителния дял на Промислеността и Селското стопанство.

При подгрупите на Промислеността не се предвиждат значителни промени в структурата. Очаква се Транспортът да расте по-бързо, но с не много по-високи темпове от икономиката като цяло.

Динамика на населението и заетостта през периода 2030-2050 г.

Резервите за компенсаторно увеличение на раждаемостта ще бъдат изчерпани до 2030 г. Резервите за намаление на смъртността могат да бъдат изчерпани до 2040 г. Това може да бъде постигнато основно чрез подобряване на здравеопазването и намаляване на преждевременната смъртност. При тези допускания, очакванията са за коефициент на естествен прираст от 0 до минус 2 промила. Подобни са показателите за естествен прираст на населението на повечето от страните-членки на ЕС.

И при трите варианта на растеж през периода 2030-2050 г. предвиждаме задържане на емиграцията от България в рамките на няколко хиляди души годишно, което е естествен процес в рамките на една интегрирана общност.

Възможностите за компенсиране на естественото намаление на населението ще зависят от провеждането на активна имиграционна политика, насочена към привличането на имигранти, които искат и могат да се интегрират на пазара на труда и в българското общество. Предпоставки за успеха на подобна политика са създаването на нови работни места и приближаването на БВП и на доходите на населението до средно европейските. Затова при варианта на висок растеж предвиждаме възможност за увеличение на населението до 7.5 млн. души, а при варианта на нисък растеж – запазването му на равнище 6.8 млн. души.

Заетостта зависи от броя на населението, увеличаването на работните места, в резултат от растежа, увеличаване на коефициента на икономическа активност и очакваното увеличение на пенсионната възраст. Тези показатели зависят от растежа на икономиката и затова предвиждаме увеличение на броя на заетите до 3.1 млн. души при варианта на нисък растеж и до 3.5 млн. души при варианта на висок растеж.

Заедно с това предвиждаме, че българските правителства ще отговорят на потребностите на пазара на труда за подобряване на качествените характеристики на

работната сила, което зависи от подобряване на образованието, коренна промяна в условията на труд, повишаване на качеството и продължителността на активния живот.

Енергийната интензивност на българската икономика до 2050 г.

Очаква се енергийната интензивност на българската икономика през периода 2030-2050 г. да продължи да намалява, но със забавени темпове. Възможно е този показател за 2040 г. да бъде между 160 и 225 кг нефтен еквивалент на 1000 евро БВП при вариантите на най-висок и най-нисък растеж на икономиката. Съгласно предвижданията на Референтния доклад на ЕС, през 2040 г. подобни ще бъдат резултатите на няколко страни от ЦИЕ, докато тези на развитите страни-членки на ЕС ще бъдат 2-3 пъти по-ниски.

Тенденцията на подобряване на енергийната интензивност на българската икономика ще продължи и през следващото десетилетие – до 2050 г., но все още ще се запази значителното изоставане от средното за ЕС и особено от развитите страни-членки.

3.2 Вътрешно електропотребление

Потреблението на електрическа енергия в ЕС през последното десетилетие се формираше под въздействието на финансово-икономическата криза в ЕС и свиването на икономическия растеж, което потискаше потреблението на електрическа енергия. Мерките за енергийна ефективност оказаха въздействие в същата насока. Потреблението на електрическата енергия остава относително постоянно въпреки силното влияние на факторите, които го намаляват. Потреблението на електрическа енергия в България демонстрира трайна тенденция на нарастване като се повишава дори в условията на икономическа криза и при устойчиво отрицателен прираст на населението. Слабо се увеличава дялът на електрическата енергия в крайното енергийно потребление в България – от 23% през 1997 г. до 26% през 2015 г. Увеличението на дела на електроенергията в КЕП е за сметка на намаляване на дела на твърди горива и петролни продукти.

Отделните сектори се характеризират с различна динамика на електропотреблението и в това отношение в различна степен имат потенциал за намаляване на енергийната интензивност и растеж на потреблението.

Сектор „Индустрия“. През последните двадесет години намалява ролята на сектор „Индустрия“ в потреблението на електроенергия от 53% през 1990 г. до 32% през 2015 г. (8.9 ТВтч), което е свързано с реструктурирането на икономиката и намаляването на приноса на индустрията в БВП. Данните показват висока енергийна интензивност на индустрията, **което отчасти се дължи на структурата на индустрията, концентрирана в енергоемки производства.** Концентрирането на индустрията в подотрасли с висока енергоемкост определя до голяма степен все още високата електроенергийна интензивност на индустрията и обуславя сравнително по-високия дял на сектор „Индустрия“ в общото КЕП на България спрямо средните нива на ЕС, както и устойчивото потребление на енергия, в т.ч. електроенергия. Същевременно се отчита постепенно съкращаване на електроенергийната интензивност, което е особено отчетливо до 2008 г. Докато добавената стойност в индустрията в периода 2009-2015 г. нараства с 7%, потреблението на електрическа енергия намалява със 1% за същия период, което също показва тенденцията за подобряване на енергийната ефективност.

Факторите, които съдействат за повишаване на електропотреблението в индустрията, са икономическото развитие (отразено чрез растежа на БВП), броя на заетите в индустрията (което е свързано с преориентация към по-трудоемки, а не по-енергоемки сектори) и цената на енергоносителите, които се използват от големите индустриални потребители на електроенергия (природен газ за небитови клиенти). В обратна посока действат факторите, свързани с повишаване на цената на електрическата енергия за промишлени нужди и по-високата инвестиционна активност на фирмите в нови енергоспестяващи технологии.

Сектор „Услуги“. Секторът разширява дела си в общото електропотребление през последните двадесет години главно заради нарастването на дела му в икономиката. През 1995 г. делът му от крайното електропотребление е 5%, през 2005 г. вече е 24%, а към 2015 г. възлиза на 29%, или около 8.2 ТВтч. В периода 2008-2015 г. брутната добавена стойност в услугите се увеличава с 14%, което се отразява и върху потреблението на електрическа енергия, нарастващо с 9%. Сред основните фактори, които определят по-високото потребление в този сектор, са растеж на брутната добавена стойност в сектора, броя на заетите лица, както и разгърнатата застроена площ на административните и търговските сгради. Значителни резерви за ограничаване на растежа на потреблението на електрическа енергия в услугите се съдържат в подобряването на енергийната ефективност.

Сектор „Транспорт“. Сектор „Транспорт“ заема относително малък дял в общото енергийно и електроенергийно потребление. Средно за периода след 2000 до 2015 г. електроенергийното му потребление е 1.5% от общото крайно електропотребление и 0.7% от крайното енергийно потребление. Въпреки нарастването на брутната добавена стойност с около 5% в периода 2008-2015г., потреблението на електрическа енергия намалява значително – със 17% като секторът беше един от най-сериозно засегнатите от кризата. Намаляването на потреблението се дължи и на преминаване на сектора към други горива и намаляване на пътническите превози. Секторът се сочи за значителен замърсител на въздуха в България, особено в големите градове.

Сектор „Домакинства“. Делът на домакинствата в енергопотреблението нараства слабо от 34% през 1990 г. на 38% през 2015 г., като началната и крайната стойност на потреблението за периода съвпада изцяло – 275 млн. тне, което демонстрира относителната стабилност на енергопотреблението на домакинствата. Вътре в структурата на енергопотреблението на домакинствата делът на електропотреблението е с преобладаващ и непрекъснато повишаващ се дял, който към 2015 г. е около 60%. Кризата се отразява по-слабо върху потреблението на електрическа енергия на домакинствата, отколкото върху отраслите на икономиката, въпреки значителното намаляване на населението. След 2005 г., независимо от кризата и намаляването на населението, потреблението непрекъснато нараства. Това води до сближаване на потребената електроенергия на човек от населението със средните равнища на ЕС, въпреки че в България то все още изостава. По данни на Световната банка, общото потребление на електрическа енергия на човек от населението в България към 2015 г. е 4708 КВтч, докато средното за ЕС е 5908 КВтч, а за страните от ОИСР – 7995 КВтч.

Сектор „Селско стопанство“. Електропотреблението в аграрния сектор отбелязва непрекъснат спад от 994 ГВтч през 1990 г. до 197 ГВтч през 2006 г., след което се стабилизира около 220-250 ГВтч в годините до 2015 г. Този процес е съпътстван от последователно намаляване на брутната добавена стойност след 2000 г. и броя на заетите в сектора. На равнище ЕС потреблението на електрическа енергия в аграрния сектор също намалява. Тези тенденции са свързани и с установилата се структура на селското стопанство, която в значителна степен е концентрирана в зърнопроизводството, което не изисква значително потребление на електрическа енергия. Разширяването на зеленчукопроизводството и особено оранжерийното производство, както и въвеждането на автоматизирано напояване биха увеличили потреблението на електрическа енергия. Потреблението на електрическа енергия е неустойчиво и бележи разнопосочни тенденции, обусловени от различната комбинация на фактори, които го определят в различните сектори. Кризата също не се отрази по еднакъв начин на отделните сектори. Докато при домакинствата то остана относително стабилно, в индустрията бележи най-значителен спад, а в услугите се увеличава. В икономиката електропотреблението е силно зависимо от растежа на брутната добавена стойност на отделните сектори при относително стабилните цени на електроенергията за небитови нужди. Цените на електроенергията оказват влияние върху електропотреблението на домакинствата. Всичко това налага прогнозирането на потреблението на електрическа енергия да се извършва при оценка на спецификата на отделните сектори и тяхната факторна обусловеност.

Прогноза за крайното електропотребление до 2030 г. и в периода след 2030 г.

Глобалните тенденции в електропотреблението сочат неговото нарастване през следващите десетилетия, като в ЕС електропотреблението ще нараства по-бавно (според Референтния сценарий на ЕК за 2016г. от 0.3% до 0.7% годишно).

Прогнозата за крайното електропотребление за България е изготвена в три сценария до 2030 г. Използван е **собствен модел**, при чието изграждане са използвани над 50 научни статии и модели на международни институции, в т.ч. и Европейската комисия. На тази база са идентифицирани над 35 фактора, от които зависи крайното потребление на електроенергия по сектори на икономиката, като са отчетени спецификите на местната икономика, открити при детайлен анализ на енергийното и в частност електроенергийното състояние по сектори на икономиката. Анализът е направен и в съпоставителен план както спрямо ЕС, така и спрямо съседните Балкански държави. В резултат от тази предварителна работа е изготвен комбиниран модел за прогнозиране на потреблението на електрическа енергия, основаващ се на съчетаване на регресионен анализ и метода на крайното използване на електроенергия по следните групи потребители: домакинства; аграрен сектор; индустрия; транспорт и услуги. За да се обхване пълен икономически цикъл и поради различията в наличната статистическа информация преди 1999 г., иконометрично уравненията се тестват с тримесечни данни от **периода 1999-2015 г.** Поради разнородността на изходната информация в регресионните уравнения се използват логаритмувани данни, което позволява намаляване на ефекта от хетероскедастичността и пропорционална съпоставимост между включените променливи в регресионните уравнения. Подобни аргументи са налице и от направените тестове при избора на функционална форма на регресионните уравнения. При иконометричната оценка на потреблението на електрическа енергия на домакинствата се установи силна мултиколинеарност между общия доход и

населението в страната, поради което като променлива се включва БВП по съпоставими цени на предходната година от НСИ.

Сценариите за прогнозиране на електропотреблението се изготвят при следните допускания:

- Минимален сценарий – допуска се средногодишният растеж на БВП да е около 3% в периода 2020-2030 г., намаление на населението с около 300 000 души за периода до 2030 г. и запазване на броя на заетите лица.
- Умерен сценарий – използва се допускане средногодишният растеж на БВП да бъде около 4% в периода 2020-2030 г., населението в страната слабо намалява, а броят на заетите лица да се запази на същото равнище.
- Максимален сценарий – допуска се средногодишен растеж на БВП от 5% в периода 2020-2030 г., запазване на броя на населението в страната и слабо увеличаване броя на заетите лица.

В умерения сценарий общото потребление на електрическа енергия постепенно нараства и се прогнозира да варира от 29.1 ТВтч през 2020 г. до 29.9 ТВтч през 2030 г., което се доближава и е малко по-консервативно от оценките на ЕК в Референтния сценарий от 2016 г. (крайното електроенергийно потребление да варира между 29.14 ТВтч през 2020 г. и 31.08 ТВтч през 2030 г.)

Прогнозираните темпове на електроенергийното потребление се движат между спад от 0.03% при ниския сценарий до растеж от 1% годишно до 2030 г. и общо слабо ускоряване на растежа му след 2030 г. (Според Референтния сценарий на ЕК за 2016г., електропотреблението в ЕС се очаква да нараства със средногодишен темп от 0.6-0.8% до 2020 г. и около 0.7% след 2020 г.)

Отделните сектори ще допринасят в различна степен за растежа на потреблението на електрическа енергия.

Таблица 9. Годишни темпове на растеж на потреблението по сектори (%)

	Сценарий	2015-2030 г.	2030-2040 г.
Общо крайно електропотребление	Нисък	-0.03	0.1
	Среден	0.4	0.5
	Висок	1.0	1.1
Домакинства	Нисък	0.0	0.3
	Среден	0.3	0.6
	Висок	0.7	0.8
Транспорт	Нисък	2.8	3.8
	Среден	8.3	9.6
	Висок	15.3	18.1
Индустрия	Нисък	-0.3	-0.2
	Среден	0.1	0.2
	Висок	0.6	0.7
Услуги	Нисък	0.1	0.0
	Среден	0.4	0.4
	Висок	1.2	1.1
Селско, горско и рибно стопанство	Нисък	-0.5	-0.4
	Среден	-0.2	-0.1
	Висок	-0.2	0.0

Сектор „Индустрия“. Бавният растеж на електропотреблението в сектора при различните сценарии – между **-0.3% годишно до +0.6% годишно** – при различните сценарии за икономическия растеж, ще се дължи на повишаване на енергийната ефективност и разширяване на сектора с по-малко енергоемки и енергийно по-ефективни производства. При висок растеж на икономиката потреблението на електроенергия в индустрията не се очаква да нараства съществено, освен ако няма тенденция за разрастване на самия сектор „Индустрия“, което е свързано с политиката за реиндустриализация на европейските икономики.

Сектор „Услуги“. Крайното електропотребление на сектор „Услуги“ при различните прогнозни сценарии ще варира от 8.3-9.6 ГВтч през 2030 г. до 8.2-10.4 ГВтч през 2040 г. Очакват се темпове на растеж от **0.1% до 1.2%** годишно до 2030 г., след което растежът на електропотреблението в сектора да се забави. Тези прогнози се базират на очакваното нарастване на дела на сектор „Услуги“ в БДС и съответно да нараства електропотреблението от сектора и в абсолютни стойности, и като относителен дял в електроенергийното потребление.

Сектор „Транспорт“. Сектор „Транспорт“ се очаква през следващите десетилетия да бъде най-динамичният потребител на електрическа енергия. Очаква се разширяване на електротранспорта, както поради изпълнението на изискванията за намаляване на вредните емисии от транспорта, така и поради очакваните технологични промени - главно въвеждането на електромобили. Делът на използваната електроенергия от електромобилния транспорт се очаква да се повишава между 97 ГВтч през 2020 г. и 533 ГВтч през 2040 г. по умерения сценарий, което обвързваме с различните прогнози за въвеждането на електромобили в страната и приемаме реалистичен техен брой от 250 000 броя към края на прогнозния период.³⁸ Транспортният сектор заема централна роля в усилията за борбата с изменението на климата. Намаляването на вредните емисии в транспортния сектор е неразделна част от рамката за климата и енергетиката до 2030 г. и от Рамковата стратегия на ЕК за устойчив енергиен съюз с ориентирана към бъдещето политика по въпросите на изменението на климата. По-специално, този сектор допринася за осъществяване на четвъртото измерение на енергийния съюз, а именно намаляването на въглеродните емисии на икономиката. Съобщението от

³⁸ Прогнозите на БАН вземат предвид редица международни предвиждания. Например предвижданията на Грийнпийс са, че през 2025 г. цените на батериите при електромобилите ще спаднат над 5 пъти спрямо равнището им през 2010 г., което би стимулирало производството и продажбите на електромобили. Според очаквания на Блумбърг, електромобилите биха представлявали 25% от продажбите на нови автомобили през 2030 г. и над 35% през 2040 г., докато очакванията на Европейската комисия в Референтния сценарий за 2016 г. са електрическите, но заедно с хибридните и клетъчните автомобили, да формират около 53% от лекотоварния трафик през 2050 г. Прогнозата на индустриален клъстер „Електромобили“ е до 2040 г. да се постигне равнище от около 20% електромобили в класа на леките и лекотоварните автомобили, като според Националната рамка за развитие на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор техният брой се прогнозира да възлиза между 35 000 броя през 2020 г. и 130 000 броя през 2030 г. Националната браншова организация за електрическа мобилност – ИКЕМ очаква към 2040 г. броят на електротранспортните средства да възлезе на 300 000 леки и 60 000 автобуси, което може да се отрази в 1.6 ТВтч допълнително необходима електроенергия.

Прогнозите на Блумбърг са средната консумация на електрическа енергия на 100 000 електромобила да възлиза на 330 ГВтч, според Доклад на ЕК диапазонът за средна консумация на електроенергия за 100 000 електромобила за година е от 290 до 415 ГВтч, а оценките на ЕСО са в интервала 300-500 ГВтч годишно.

Комисията до Европейския парламент, до Съвета, до Европейския икономически и социален комитет и до Комитета на регионите „Енергийна пътна карта за периода до 2050 г.“ - сочи намаляването на емисиите в транспорта, като една от трите общи цели е намаляване на дела на петролната зависимост в транспортния сектор. Европейската стратегия за мобилност с ниски емисии на Комисията, публикувана през месец юли 2016 г., поставя амбициозната цел за намаляване на емисиите на парникови газове (ПГ) от транспорта до 2050 г. поне с 60% под нивата от 1990 г. и поддържане на твърд курс към нулеви емисии. В съответствие с десетте специфични цели на Пътната карта до 2050 г. се насърчава електротранспортът, както и намаляване с 50% до 2030 г. на автомобилите, задвижвани с конвенционални горива, а до 2050 г. се предвижда те постепенно да бъдат изтеглени от употреба в градовете. Последната цел е трудноосъществима за България, като се вземе предвид спецификата на автопарка и ниските доходи на населението. Електрификацията в транспорта се отнася както до автомобилите на гражданите, така и до градския транспорт и товарния транспорт.

Сектор „Домакинства“. Прогнозата за потреблението на електрическа енергия на домакинствата е **консервативна**. Потреблението годишно ще се движи **между нулев растеж и растеж от 0.7%**. Очаква се в периода 2020-2030 г. потреблението на електрическа енергия на човек от населението слабо да се доближи до средната на ОИСР и ЕС, като това ще увеличи търсенето на електрическа енергия. Ниската енергийна ефективност на жилищните сгради ще ограничава растежа на електропотреблението, докато въвеждането на нови технологии в домакинствата ще го разширява.

В съответствие с неравномерния растеж на потреблението по сектори, ще се промени и структурата на потреблението. До 2030 г. дялът на домакинствата в общото потребление ще бъде между 36.3 и 37.8%, а индустрията ще се запази като втори по потребление сектор. Услугите ще съставляват около 29% от общото потребление при трите сценария до 2030 и 2040 г., докато транспортът ще увеличи дела си до 5.4% към 2040 г.

Направените прогнози за електропотребление са съобразени с навлизането на нови технологии в следните области в енергийния сектор:

- използване на ВЕИ за електропроизводство;
- мрежово управление;
- системи за акумулиране на електроенергия;
- управление на потреблението.

Някои от технологиите могат да бъдат обединени, образувайки хибридни системи (например ВЕИ и/или системи за акумулиране и/или управление на електропотреблението).

Очакванията са за продължаващо навлизане на новите технологии, както при производството и преноса, така и при разпределението и активното потребление. Това изисква обсъждане на потенциала на новите технологии за промяна на сегашните практики, като се адресират съответните области на приложението им в цялостната верига от производство до доставка на електрическа енергия (вж. Приложение 1).

Въз основа на изготвените прогнози по сектори за потреблението на електрическа енергия е изготвено обобщение в три сценария до 2050 г.

Таблица 10. Прогнози за общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)

ГВтч	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.*
Минимален сценарий	28326	28941	29029	28184	29048	29912
Умерен сценарий		29019	29789	29895	32099	34303
Максимален сценарий		29261	31192	32523	35835	39147

* Оценките за 2050 г. са получени чрез трендекстраполяция от периода 2030-2040 г.

За получаване на Нетното вътрешно потребление, което е базата за оценка на необходимите мощности, към Крайното потребление се добавят консумацията в помпен режим на ПАВЕЦ, технологичните разходи в електропреносната и електроразпределителни мрежи, както и участие на промишлени товари за балансиране надолу.

Отчитането на влиянието на новите технологии е направено както следва:

- при консумацията чрез отразяване на ефекта от мерките за енергийна ефективност, но и с отчитане след 2030 г. на допълнително електропотребление с навлизане на електромобили и разрастване на дигиталните приложения;
- при преноса и разпределението на електрическа енергия с намаляване на процента на технологични загуби;
- при производството чрез отчитане на разширеното използване на ВЕИ в близост до консуматорите (което също е включено към пресмятане на дела на ВЕИ в крайното потребление на електрическа енергия), както и на по-ефективни фотоволтаични и вятърни технологии, след 2030 г.

За планиране на енергийни баланси и ресурсна обезпеченост на националното потребление се изхожда от прогнозите за умерен сценарий. Възможността за постигане на висок икономически растеж, а оттам и до по-високо вътрешно потребление, трябва да се наблюдава в рамките на последващи актуализации на националните планове. Прогнозата показва по-голяма близост на умерения сценарий до ниския, отколкото до високия сценарий, т.е. по-големи са рисковете за енергийните баланси при събдяване на прогнозата с висок сценарий, при което гарантирането на електроенергийната сигурност ще изисква наличието на повече мощности.

Изводи:

- Липсва надеждна, консенсусна и устойчива методологическа рамка за прогнозиране на електропотреблението, което да послужи за основа на политиката по отношение на планирането на мощности.
- Липсва национална методика за статистически оценки по отношение на развитието на новите технологии, в т.ч. енергоснабдяване на сградния фонд, транспорта и на ИКТ услугите.

- Висока степен на вариация на потреблението на електроенергия при различните прогнозни сценарии поради силната волатилност на факторите, които определят потреблението.
- Потреблението на електрическа енергия на домакинства се ограничава от потреблението на по-евтини и замърсяващи въздуха видове енергия. Недопотреблението на качествена и чиста енергия – електроенергия – води до задълбочаване на неравенството и енергийната бедност и спъва процеса на либерализация.
- Значително изоставане по показателя потребление на електрическа енергия на лице от населението в сравнение с ОИСР и ЕС.
- Слаб ефект на досегашните политики на енергийна ефективност върху потреблението на електрическа енергия.
- Значителният дял на сектор „Домакинства“ в общото електроенергийно потребление изисква прилагането на политики, съобразени със спецификите на сектора, а именно – ниска покупателна способност и ниска социална търпимост към ценови покачвания. Тези ефекти се засилват от слабите възможности за частни инвестиции за подобряване на енергийната ефективност в този сектор.

Анализът подкрепя необходимостта от продължаване и засилване на политиките за енергийна ефективност във всички сектори.

3.3 Национална пазарна среда – състояние и развитие

Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия и интегрирането му в общ европейски пазар трябва да се осъществи в следващите години. Тази стратегическа цел поставя нови предизвикателства пред производителите на електрическа енергия у нас – онези, които работят на свободен пазар ще се конкурират с все повече национални и регионални производители, а онези, които досега работеха по гарантирани договори за изкупуване, ще трябва да се адаптират към нов пазарен модел.

В основните анализи, включени в Междинен доклад 1 по проекта, е представена оценка на икономическите показатели на основните централи у нас с цел да се направи сравнение с прогнозираните пазарни интервали на движение на цените. Основните фактори, които влияят върху производствената себестойност на отделните генериращи мощности, са:

- промяна на цените за CO₂ емисии;
- разходи за модернизация на съществуващи централи в отговор на завишени екологични или свързани с безопасността изисквания;
- инвестиционни разходи за нови централи;
- разходи за горива, особено за централи на природен газ или биомаса.

Разработените прогнози за производствена себестойност за изследваните периоди до 2040 г. включват следните допускания:

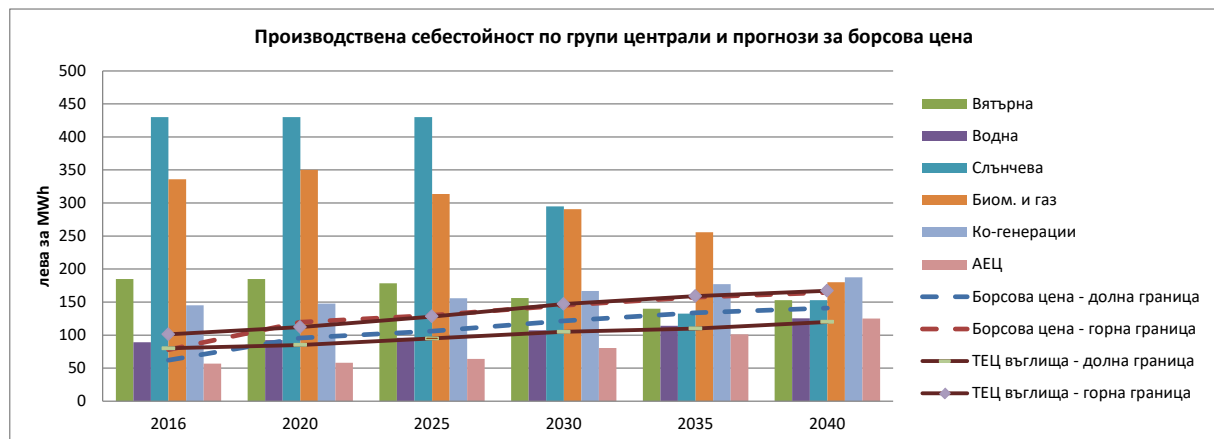
- към 2030 г. ще бъде постигната цел за ВЕИ от 27%, но при внедряване на нови технологии с по-висока ефективност и по-ниски капиталови разходи;
- подкрепата за ТЕЦ с комбинирано производство ще продължи, но тези, които сега използват въглища, ще преминават към гориво природен газ;

- ще продължи прилагането на политиките на ЕС за опазване на околната среда и повишените изисквания за безопасност.

Анализът показва, че необходимостта за подкрепа на някои производства ще продължи, но с намаляващ интензитет, както и че ценовите показатели на основните ТЕЦ на лигнитни въглища са в диапазона на прогнозираните борсови цени, но икономическият риск за тях е съществен, при отклонения в ценообразуващите фактори и на потреблението на сезонна и годишна база.

Фигура 9 показва общо трендовете на прогнозните производствени себестойности по групи централи.

Фигура 9. Трендове на прогнозните себестойности спрямо борсови цени на националния пазар



Източник: БАН.

Влиянието на цените на регионалния пазар се отразява на конкурентоспособността на националните производители с това, че възможностите за износ разширяват реализацията за производители с по-ниска себестойност, които могат да предлагат електрическа енергия с печалба, както на вътрешен, така и на регионален пазар. При условията на недостиг в периоди на високо търсене, доставките в страната се удовлетворяват от внос или от производители с по-висока себестойност, и които имат високо маневрени характеристики.

Преходът към либерализиран пазар и работа в регионални обединения е краткосрочна стратегическа цел, поради което всички производители следва да предприемат адекватни мерки за адаптация, следвайки общите европейски политики.

Европейският енергиен съюз се намира на важен етап в своето развитие, в който предстои да бъдат приети основните директиви и регламенти на Четвърти пакет „Чиста енергия за всеки европейец“. Постигането на основната цел на Пакета – създаването на обединен европейски пазар за търговия с електроенергия и природен газ, е ориентирана към потребителите, което поставя нови отговорности и изисквания към енергийните регулаторни органи на страните-членки, както и към системните оператори.

Европейският целеви модел за електроенергийния пазар предоставя „низходящи“ указания за проектите за интегриране на регионалните пазари. Реализирането на целевия модел е равнозначно на завършването на Вътрешния енергиен пазар на електроенергия, което представлява една от дългосрочните цели на Европейския съюз. Този модел се реализира както на „възходящ“ принцип (проекти за обединяване на

регионалните пазари), така и на „низходящ“ принцип (разработване на правила за управление на мрежите).

Република България предприема стъпки за следване на общия модел за пазарно развитие, като се стреми да обоснове националните специфики при формиране на пътната карта за развитие и обхвата на конкретните мерки.

Една от особеностите на българския енергиен пазар е, че е налице значителен капацитет, договорен по дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия или възползващ се от преференциални цени (ПЦ). Производството от независимите производители на електроенергия (НПЕ) по дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия и електроенергията, произведена от възползващи се от ПЦ производители от ВЕИ, възлизат на около 25% от производството. И в двата случая, произведените обеми и цените се определят по специалните клаузи/разпоредби, заложи в договорите/нормативната база.

След анализи на рисковете и ползите е препоръчан варианта за доброволно предоговаряне с НПЕ за постепенно излизане на свободен пазар.

Стратегията за интегриране в конкурентния пазар на едро на НПЕ с дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия и производители, възползващи се от преференциални цени, ангажира Фонд „СЕС“ с функции за събиране и изплащане на средства.

Основен инструмент за постигане на ефективно доброволно предоговаряне с НПЕ, които да приемат да участват на пазара, е преобразуване на договора за изкупуване на енергия във финансовия му еквивалент, т.нар. Договор за премия (ДзП).

Рамката за въвеждане на ДзП включва механизма за определяне на референтна цена, избор на насрещна страна по ДзП и модела за финансиране на разходите по компенсирането.

Механизмът за определяне на референтна цена се насочва към пазара “Ден напред” на БНЕБ, но са необходими допълнителни мерки за подобряване на ликвидността му.

В по-дългосрочен план, както е при другите развити пазари в Европа, пазарът за двустранна търговия вероятно ще еволюира във финансов пазар, на който дългосрочните договори са чисто финансови и използват цената на ПДН като референтна цена. Основната причина за това е, че изискването за обезпечение на един финансов пазар е по-ниско от това на физически пазар. Отварянето на финансов пазар обаче изисква наличието на силен и ликвиден основен пазар – ПДН, който да осигури, че ако участниците на пазара хеджират своя ценови риск във финансов договор, те ще могат да получат достъп до физическите количества на основния пазар.

Анализът на външната среда и факторите на ценообразуване на вътрешен пазар води до извода, че либерализацията на пазара и общите тенденции на повишение на цените на суровини и повишение към изискванията за опазване на околната среда и здравето определят тенденция за постепенно повишаване на цените на вътрешния пазар, в съответствие с тенденциите на регионалните пазари.

Тенденции за цени на електрическата енергия

- България устойчиво поддържа най-ниски цени на електрическа енергия на регионалния пазар. Анализът на енергийните борси и изследваната динамика на борсовите цени и търгувани обеми в региона позволява да се открият основните

фактори, от които зависи цената на едро на електрическата енергия. Освен чисто производствените фактори, свързани с цената на енергийните ресурси, върху борсовите цени на електроенергия при перспективи за регионални обединения на търговията с нея, влияние оказват и специфични фактори като наличие на междусистемни връзки и конвергенция на цените при либерализиран пазар.

- Забавеният, но устойчив растеж на борсовата цена в България през разглеждания прогнозен период се дължи на очакваното увеличаване на цените на суровините за производство, растящата надбавка за отделени емисии въглероден диоксид при чувствителност от 0.37 пр.п. на борсовата цена от нарастването на цената на емисиите въглероден диоксид с 1%, отпадането на мощности от ВЕИ, поради изтичане на техническия им срок за използване, както и постепенното изграждане на междусистемни връзки в региона.
- Същевременно фактори, действащи в посока понижаване на борсовата цена на електроенергията, са относително по-ниската цена на финансовия ресурс в сравнение с повечето от останалите страни от региона, който страната може да използва, както и по-високият дял на въглищата в производствения микс на електроенергия, които се отличават с по-ниска цена спрямо природния газ и петрола. Предимството от използването на въглища за производството на електрическа енергия обаче се оценява като краткосрочно и изключително зависещо от все по-стриктните регулаторни изисквания за опазване на околната среда.

При всички сценарии (за отделните страни и общо за региона) се предвижда увеличаване на борсовите цени с близки темпове, тъй като фундаменталните фактори, които определят тяхната динамика, се прогнозира от международните институции устойчиво да нарастват (потребление на електрическа енергия, цени на енергоносители, цени на емисии въглероден диоксид и други фактори).

Моделът за прогнозиране на борсовите цени е изготвен на базата на анализ на енергийните борси и динамиката на борсовите цени и търгувани обеми в региона и ЕС и отчита либерализацията на пазара и конвергенцията на цените, което обуславя неговата уникалност. Моделът се фокусира основно върху шест страни – България, Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия и Турция и се прилага итеративно. За целите на прогнозирането на борсовите цени на електрическа енергия се използва налична борсова информация за месечни цени и търгувани обеми на електрическа енергия в периода 2011-2017 г. Сред факторите за прогнозиране на борсовите цени се включват т. нар. фундаментални фактори (потребление на електрическа енергия, цени на енергоносители, цени на емисии въглероден диоксид), прогнози за които се заимстват от международни институции, докато ефектът от междусистемната свързаност и конвергенцията на цените се изчисляват на база разработения модел. Сценариите, в които се изгражда моделът, са три:

- *минимален сценарий* – интегрира прогнозите за борсовите цени на електроенергия на националните пазари въз основа на местната динамика на нейното предлагане и търсене, като е изключен ефекта на региона и конвергенцията;
- *умерен сценарий* – допълва първия като се допуска и че е налице конвергенция между борсовите цени в рамките на държавите-членки на ЕС от региона – България, Гърция, Румъния и Унгария (поради което той не се изчислява за Сърбия и Турция);
- *максимален сценарий* – допуска конвергенция на борсовите цени на електроенергия не само в рамките на държавите-членки от ЕС в региона, но и със Сърбия и Турция.

Либерализацията и конвергенцията на цените в региона при изграждането на пазари на борсов принцип е непознато все още явление в регионален план и ефектът от него върху цените се оценява първо да е на повишаване на цените (прогнозиран годишен прираст на борсовите цени между 6 и 7% до 2030 г.), а впоследствие – на понижаване на темпа на прираст на цените (годишен прираст на цените между 3 и 5% до 2040 г.)

Според предвижданията през 2030 г. – цените на регионален пазар да се движат при различните сценарии средногодишно между **69** и **73** евро/МВтч, след което се прогнозира тяхното нарастване до **76-80** евро/МВтч през 2035 г. и **81-84** евро/МВтч през 2040 г.

Тези ценови прогнози са използвани при изследване на конкурентоспособността на производствените мощности в страната и по отношение на енергийната бедност.

Изводи:

- Провеждана политика на подтискане нарастването на цените на електрическа енергия на регулирания пазар.
- Наблюдава се намаляване на инвестициите в енергетиката и в частност електроенергетиката.
- Възможното нарастване на цените на електрическа енергия е основен фактор за намаляване на потреблението на домакинствата, както и за конкурентоспособността на икономиката.
- За изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар е необходимо развитие на електроенергетиката като фактор за подобряване на конкурентоспособността на българската икономика за привличане на инвестиции и подобряване на инвестиционния климат и за нарастване на жизнения стандарт на гражданите.

Мерки:

- повишаване на ефективността на търговската политика в електроенергийния сектор;
- привличане на значителни финансови ресурси, за което трябва да се гарантира висока ефективност на разходите в електроенергийния сектор;
- предвидимо либерализиране на цените на електрическа енергия за всички потребители;
- подобряване на предсказуемостта и откритостта на политиката в енергетиката с цел привличането на дългосрочни инвестиции;
- запазване на механизма за подкрепа на големите индустриални консуматори в съответствие с одобрените механизми за дерогация.

В изпълнение на стратегическата цел ***Изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар*** трябва да се осъществят и следните **краткосрочни организационни и административни мерки**, както е препоръчано в доклада на Световната банка „*Осъществяване на преход към финансова стабилизация и пазарна реформа на енергийния сектор*“ от 2016 г.:

- **Подобряване на ликвидността на пазара „Ден напред“**, което води до прозрачност и създава солидна и надеждна референтна цена. Тази мярка налага постепенна промяна в механизмите за участие на производителите, чрез въвеждане на пазарни форми на предлагане за всички, както и въвеждане на

задължението за закупуване на електроенергията за покриване на технологичните загуби на пазарен принцип.

- ***Пазарно обединение** с електроенергийния пазар на ЕС, което да увеличи конкуренцията, отчитайки, че България е сравнително малък пазар с няколко производители. Реализирането на обединени пазарни зони за внос/износ към други държави, които не са членки на ЕС, се разглежда като възможна преходна мярка.*
- ***Създаване или засилване на други организирани пазари/пазарни сегменти.** Въз основа на целевия модел на ЕС е представен идеен модел, предложен за прехода към конкурентен пазар в България. Ключовите елементи включват засилването на организирания пазар за Двустранна търговия и пълноценно функциониращ пазар „В рамките на деня“.*
- *Регулирано ценообразуване за домакинствата до пълната либерализация на пазара на електроенергия.*
- *Информирание на потребителите по отношение на процеса на ценообразуването на пазарен принцип и обосновката за корекцията в цените.*
- *Засилване на ролята на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ по отношение на събиране и разходване на средствата от добавка „Задължения към обществото“.*
- *Разширяване на капацитета и гарантиране на независимостта на КЕВР.*

Поетапният преход към конкурентен електроенергиен пазар е важен стратегически приоритет в рамките на либерализацията в енергийния сектор у нас.

3.4 Енергийна бедност

Енергийната бедност и секторът на енергетиката, в т.ч. електроенергетиката, взаимно си влияят: от една страна, енергийната бедност е свързана с недопотребление от населението на нормално необходимата му за битови нужди енергия и с това действа като външен фактор, намаляващ търсенето; от своя страна, секторът действа като фактор, който определя достъпността за населението на предлаганата енергия – най-вече с нейните цени, но и с други фактори като инфраструктура, непрекъснатост на доставките, права на клиентите, етика на работата с тях и пр.

Изчислените по данни на НСИ от Наблюдението на домакинските бюджети за 2015 г. стойности на 4 разходни индикатора за енергийната бедност в България (**в аспекта уязвимост на домакинствата от равнището на цените на електроенергия в контекста на техните доходи**) показват, че обхватът на тази бедност в България е в границите между 18.7% от домакинствата (по индикатора LIHCS – HBS – „нисък доход – висок дял на разхода за енергия“) и 54.4% от всички домакинства, респ. 15.7% от най-нискодоходните три децила от домакинствата (по индикатора TPR – „правило на десетте процента“) (вж. Таблица 11). Получените за 2015 г. резултати по „правилото за десетте процента“ (TPR) са съпоставими с оценката на Световната банка за 2014 г., извършена въз основа на същия индикатор, според която 56.8% от българските

домакинства са уязвими по отношение на енергията, т.е. отделят повече от 10% от бюджета си за заплащане на енергия.³⁹

Таблица 11. Обхват на енергийната бедност в България през 2015 г. според разходни индикатори (%)

Децили	Индикатори*						
	TPR	RPL-SILC	RPL-HBS	LIHCS - SILC	LIHCS - HBS	LIHC – SILC	LIHC – HBS
	домакинства с разход за енергия над 10% от НОД на дом. (дял от общия брой)	домакинства с еквивалентен НОД след РЕ под 3698 лв. (RPL-SILC) (дял от общия брой)	домакинства с еквивалентен НОД след РЕ под 2929лв. (RPL-HBS) (дял от общия брой)	домакинства с еквивалентен НОД след РЕ под 3698 лв. (RPL-SILC) и с дял на РЕ в НОД над 10% (дял от общия брой)	домакинства с еквивалентен НОД след РЕ под 2929 лв. (RPL-HBS) и с дял на РЕ в НОД над 10% (дял от общия брой)	домакинства с РЕ>921 лв. и еквивалентен НОД след РЕ<3698 лв. (RPL-SILC) (дял от общия брой)	домакинства с РЕ>921 лв. и еквивалентен НОД след РЕ<2929 лв. (RPL-HBS) (дял от общия брой)
Децил 1	4.3	6.0	5.8	4.3	4.1	1.8	1.6
Децил 2	5.6	7.3	5.9	5.1	4.2	2.5	1.8
Децил 3	5.8	7.4	4.6	4.7	3.1	2.3	1.2
Децил 4	6.2	6.2	3.5	4.4	2.6	2.1	0.9
Децил 5	6.0	5.4	3.0	3.4	2.1	1.7	0.8
Децил 6	5.9	4.1	1.6	2.8	1.4	1.1	0.7
Децил 7	4.7	2.2	0.8	1.4	0.6	0.7	0.4
Децил 8	5.6	1.6	0.5	1.2	0.4	0.7	0.2
Децил 9	5.6	0.5	0.2	0.5	0.2	0.3	0.2
Децил 10	4.7	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0
Всички домакинства (%)	54.4	40.8	25.9	27.9	18.7	13.2	7.8
Децили 1-3 (%)	15.8						
	Унгария – 28% (децили 1-3; 2010)**	Ирландия** – 31% (2004)		Унгария** – 22% (2010)			
				Словакия** – 18% (2010)			
Брой лица – общо (арг.)	3738328	2796874	1779829	1917268	1278178	909452	533607
Брой лица в децили 1-3 (арг.)	1300831						

Източник: * Собствени изчисления въз основа на анонимизирани данни от Наблюдението на домакинските бюджети 2015 г. на НСИ.

** по данни от Flues, F. and K. van Dender “The impact of energy taxes on the affordability of domestic energy”, OECD Taxation Working Papers, No. 30, 2017, p.16-17. Поради вероятни различия в методологически детайли при пресмятането на индикаторите, сравнението с тези страни има общ ориентировъчен характер.

Легенда:

РЕ – разход за енергия (921 лв. – медианен РЕ)

НОД – нетен(разполагаем) общ доход на домакинство.

LIHCS – „нисък доход – висок дял на разхода за енергия“

LIHC – „нисък доход – висок разход за енергия“. По методологически причини, свързани с данните за страната, резултатите по този индикатор са твърде условни: Медианата на разходите за енергия на домакинствата (921 лв.) е изчислена въз основа на действително извършени разходи, без да е приложена еквивалентна скала на разходите (каквато в България все още не е определена), докато във втория ограничител (RPL) се работи с еквивалентен доход, оставащ след РЕ на домакинство.

RPL-SILC – относителна линия на бедност, изчислена от НСИ по данни от неговото изследване „Статистика на доходите и условията на живот“ (SILC) по отворения метод на координация – 3698 лв.

RPL-HBS – специфична относителна линия на бедност, определена за случая по данни от Наблюдението на домакинските бюджети (HBS) като 60% от медианния еквивалентен НОД – 2929 лв.

TPR – правило на 10-те процента. Броят на лицата в едно домакинство от тези децили е по-голям от средния размер на домакинството.

³⁹ World Bank. (2017). Mitigating the distributional impact of tariff adjustment for residential consumers. Final Report, February, p.4.

Прогнозна симулация за развитието на енергийната бедност по „правилото на десетте процента” (TPR) показва, че до 2030 г., а и след това до 2040 г., тя ще обхваща около 15-16% от най-нискодоходните три децила от домакинствата, но **без** отчитане на възможното положително влияние на социално-защитните и други мерки, които се предполага, че ще бъдат въведени за осигуряване на достъпна енергия за уязвимите потребители.

Съпоставителната оценка за България спрямо средната за ЕС-27 по субективен метод, предложен от Хели⁴⁰, показва, че България, от една страна, поддържа тенденция към подобряване на показателя – равнището на анализиранията бедност през 2015 г. е намаляло спрямо 2009 г. с около 30 пр.п. и достига 67.7 пр.п. От друга страна, дистанцията спрямо средното европейско ниво остава значителна – над 2 пъти, т.е. страната ни изостава значително от другите държави-членки на ЕС в ограничаването на енергийната бедност.

Според индикатора „достъпност на енергията”, изчисляван като дял в общите домакински разходи на разходите за енергия в дома на най-бедния квинтил, България с нейните 15% отново надвишава около 2 пъти средноевропейските стойности, като през 2014 г. този дял се е увеличил с почти 3% спрямо 2005 г., при около само 1% увеличение средно за ЕС-28.⁴¹

Тези емпирични резултати очертават количествените измерения на енергийната бедност в страната *в контекста на поносимостта на цените на енергия за домакинствата*, но и подпомагат избора на един или друг индикатор за измерване на тази бедност, който да се използва като ориентир при дефинирането на ключови понятия, свързани с енергийната бедност, и като отправна точка на възможната национална политика в тази област.

Изводи:

- Енергийната бедност в България е на относително високо равнище, като нискодоходните слоеве от населението са изложени на по-голям риск.
- Страната ни все още няма свое официално определение на „енергийна бедност“ и на „уязвими клиенти“, както се очаква и изисква от чл. 3, т.7 и т.8 на „електрическата“ Директива 2009/72/ЕО. Възприемането на такива определения очевидно е непосредствена задача. Дефинирането на понятия, свързани с енергийната бедност, би трябвало да се направи въз основа на очертаване на нейни основни измерения в България и обобщаване на националния ни опит в социалната защита, вкл. в предоставянето на целево социално подпомагане в тази област.

⁴⁰ Healy, J. D. (2004). Housing, Fuel Poverty and Health: A Pan-European Analysis. Ashgate, Aldershot. Цит. по Buzarovski, St. (2011). Energy poverty in the EU: a review of the evidence. p. 2. Използва се приблизителен (проху) съставен индикатор, изчислен въз основа на субективен метод като сума от: (а) средната величина на стойностите на три показателя (по които Евростат предоставя регулярни данни): дял на населението, живеещо в дом с течащ покрив, влажни стени, основи, разбити или изгнили дограма, врати, под; дял на населението с големи финансови затруднения по поддръжката на жилището; дял на населението с просрочени задължения за битови сметки; (б) дял на населението, което не може да отоплява нормално жилището си.

⁴¹ Вж. „Second Report on the State of the Energy Union, Monitoring progress towards the Energy Union objectives – key indicators”. SWD(2017)32, Brussels, 2017, p. 60.

- Необходимо е обръщане на националната политика с лице **и** към енергийната бедност. Това изисква преход от прилагания сега по-тесен подход чрез социално подпомагане, визиращо бедността, свързана с отоплението през зимния сезон, към по-широк подход за осигуряване на социална защита, насочена към облекчаване на енергийната бедност (област, в която страната ни има исторически опит след 1995 г.), а в общ план – към държавна политика за нейното ограничаване.
- Разработването на Национална стратегия за борба с енергийната бедност се налага като част от дневния ред на обществото. Тази необходимост произтича от важността на този социално-икономически проблем, изтъкван от редица национални заинтересовани страни (например от Омбудсмана на РБългария, Икономическия и социален съвет, национално представени синдикати), но и от изисквания, произтичащи от действащи или очаквани документи на ЕС (например Директива 2009/72/ЕО – съображение 53, чл. 3, пар. 7 и 8; Предложение за Директива на Европейския парламент и Съвета относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия (СОМ-2016-864) – съображение 41, чл.28). Тази стратегия трябва да обедини приоритети, цели и дейности в сферата на: (а) социалната защита – като целеви социални помощи за енергийно бедни, вкл. временни социални тарифи; (б) нефинансови и дългосрочни мерки за: защита на потребителите, като регистър на уязвимите клиенти; подобряване на тяхната информираност; защита на правата им за достъпност и непрекъснатост на услугите чрез въвеждане на забрана за преустановяване на електроснабдяването през зимния период; разработване на етичен кодекс на доставчиците на енергия и пр.; повишаване на енергийната ефективност в бита – на жилища, въвеждане на минимални изисквания за енергийна ефективност и паспорти (сертификати) за енергиен клас на сградите, оптимизиране на битовото енергопотребление и др. Част от тях, които пряко се отнасят до енергийния сектор и са неотложни, междувременно (до изготвянето на Национална стратегия за борба с енергийната бедност) могат да бъдат предвидени в енергийната стратегия на страната.

За постигане на специфична цел 6.4: Осигуряване на целева защита на уязвимите потребители с оглед ограничаване на енергийната бедност са подходящи следните **мерки:**

- Възприемане на официални определения за „енергийна бедност“ и „уязвими потребители“, въвеждане на система за национално измерване на тази бедност и създаване на Национална обсерватория на енергийната бедност, която да работи в сътрудничество с Европейската обсерватория на енергийната бедност (EU European Energy Poverty Observatory – EPOV).
- Разработване (в краткосрочна перспектива) на план за действие за осигуряване на достъп до енергия на уязвимите потребители, включващ:
 - Изготвяне и реализиране на социална програма за смекчаване на енергийната бедност, надграждаща съществуващите целеви социални помощи за отопление през зимата и предвиждаща въвеждане на временни социални тарифи на електроенергията за уязвими потребители.
 - Разработване и осъществяване на други нефинансови и дългосрочни мерки за защита на енергийно бедните и уязвимите потребители, вкл. в областта на енергийната ефективност.
- Изготвяне на дългосрочна Национална стратегия за борба с енергийната бедност с периодични планове за действие.

4. Регионален пазар и външно търсене на електроенергия

4.1 Потребление

Данните за икономиката на региона, който обхваща страните Албания, Унгария, Румъния, Гърция, Сърбия (вкл. Косово), Босна и Херцеговина, Македония, Черна гора и Турция, показват относително устойчив и висок растеж. За последните 16 години БВП от 527 млрд. щатски долара се е увеличил почти 3 пъти. Разглежданият регион е нехомогенен по отношение на структурата и размера на икономиката. Турция, като най-голямата икономика, съставлява нарастваща част от БВП в региона (от 51.8% през 2000 г. до 57.3% през 2016 г.). Поради високата степен на отвореност, развитието на икономиката на региона е силно повлияно от тенденциите в глобалната икономика. Световната финансово-икономическа криза доведе до икономически спад във всички страни в региона, като общият спад по време на кризата е около 15%. Прогнозата на МВФ за региона е за икономически растеж от около 33% за периода 2016-2022 г. **Очакваният висок и устойчив икономически растеж съдейства за нарастване на потреблението на енергия и в частност електрическа енергия.**

Демографското развитие в региона отбелязва разнопосочни тенденции. Докато населението в Турция и Косово расте, в останалите страни то намалява устойчиво, но общо населението на региона слабо нараства.

Развитието на икономиката и населението в региона са основата, върху която се формира динамиката на потреблението на енергия, и в частност електрическа енергия. В развитите страни потреблението на електрическа енергия на човек от населението е значително по-високо от по-слабо развитите. В ОИСР потреблението на електрическа енергия на лице е около 8000 КВтч годишно, в ЕС – около 6000 КВтч на човек. В това отношение **регионът значително изостава, като потреблението на електрическа енергия е едва 3407 КВтч годишно на човек.** Няма страна в региона, която по този показател да се доближава до нивата на ОИСР, като най-ниски стойности се отбелязват в Румъния и Албания (около 2500 КВтч на човек), а най-високи – в Унгария (около 5000 КВтч), следвана от България (4708 КВтч през 2014 г.). Ако **регионът догони ОИСР по този показател, ще трябва годишно да се произвежда почти още толкова електрическа енергия, колкото е сегашното годишно производство.**

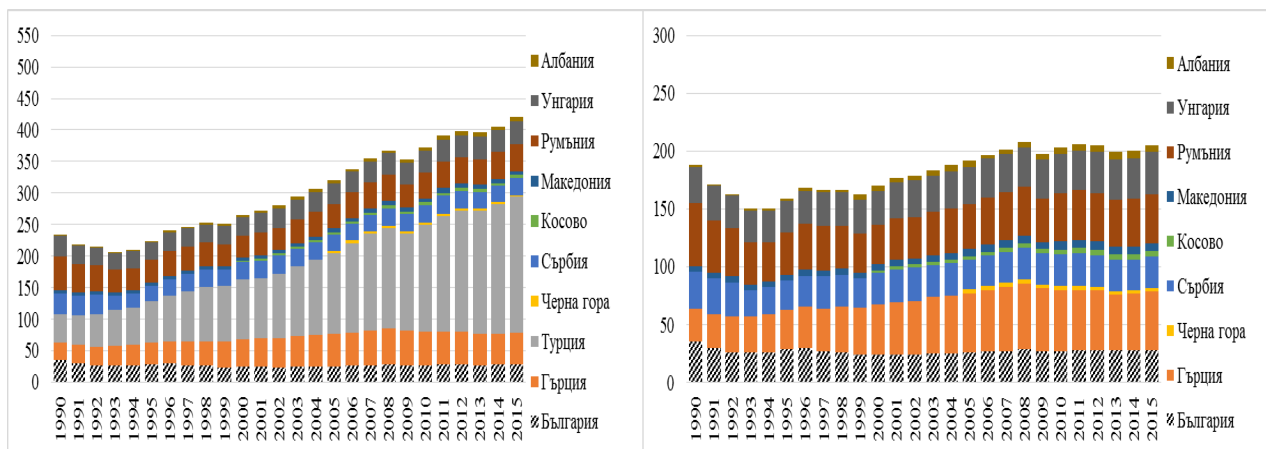
Нетното производство и крайното потребление в региона през целия период 1990-2015 г. демонстрират сходни трендове на постоянно нарастване. Единственият по-сериозен спад за периода е по време на глобалната финансова криза през 2009 г., след което двата показателя продължават да нарастват. Сходни са и тенденциите при капацитета за производство.

Към 2015 г. Турция формира половината от производството и потреблението на електроенергия в региона, като се прогнозира, че делът ѝ ще нарасне до 60% през 2040 г., така че **тенденциите в Турция доминират региона като цяло.**

Един от основните проблеми на региона е **високото равнище на загуби при пренос и дистрибуция**; общите загуби поддържат равнище над 15% през почти целия период от 2000 г. **Сравнено с равнището в ОИСР, загубите в региона са около 3 пъти по-високи без тенденция за подобрене.** Най-високи са загубите в Албания (24%) и Македония (20%) през последните години, като през някои години равнищата достигат и над 30%. Загубите на електроенергия в Турция се запазват високи над 15% през почти целия период.

Потреблението на електрическа енергия е неравномерно разпределено в отделните страни на региона, като значителна част се доставя от внос.

Фигура 10. Крайно потребление на електрическа енергия в региона (ТВтч)



с Турция

без Турция

Източник: Eurostat, database nrg_105a.

Най-голям е дялът на вноса в потреблението (зависимостта на икономиката от внос на електроенергия) на Унгария (55%), Македония, Албания, Черна гора (по около 40%), Сърбия и в последните години Гърция (по 22%), а най-малък – в най-големия производител и потребител на регионалния пазар – Турция (едва 3%).

Нетен дефицит (през 2015г.) трайно се формира при Унгария (8 ТВтч), Гърция (3 ТВтч), Македония (1.3 ТВтч) и Албания (31 ГВтч).

Вносът на електроенергия в някои страни не е свързан само с по-високото вътрешно търсене, а и с възможността от доставка на по-евтина електроенергия.

4.2 Прогноза за потреблението на електроенергия в региона

Основният извод от направените прогнози и сравнението с наличните национални и международни прогнози е, че в региона, който обхваща страните Албания, Унгария, Румъния, Гърция, Сърбия (вкл. Косово), Босна и Херцеговина, Македония, Черна гора и Турция, при два от сценариите се очертават дефицити на мощности и съответно на електрическа енергия, които нарастват значително едва след 2035 г.⁴² Високата степен на несигурност в изпълнението на националните планове за изграждане на мощности разширява диапазона на очакванията за мощностите. При минималния сценарий (без Турция), т.е. ако страните реализират своите инвестиционни планове в областта на електроенергетиката, в региона като цяло не се очертава потребност от внос на електрическа енергия, а ще се реализират излишъци, макар и малки, т.е. **възможностите за износ ще са свързани само с изместваща ценова конкуренция. Дори и да не са налице дефицити на електроенергия в региона, при един либерален пазар търсенето на енергия с конкурентна цена ще стимулира**

⁴² В прогнозните сценарии за дефицитите/излишъците на мощности не е включена България, тъй като целта на настоящата прогноза е да се оцени потенциалът за износ на електроенергия от България.

трансграничния пренос и ще мотивира производителите на електроенергия да намалят себестойността на производството си.

При умерения сценарий, до 2020 г. регионът като цяло ще изпитва малки дефицити на електроенергия, ако някои държави изведат остарели мощности и при умерен икономически растеж. В този период дефицитите от електроенергия в някои страни ще се допълват от по-високо производство в други страни (и по-високото натоварване на мощностите в тях), а изградената междусистемна свързаност и либерализацията на пазарите ще осигуряват търговията в региона. До 2025 г. дефицитът (без Турция) нараства умерено и се задълбочава след 2035 г., когато за някои държави потреблението нараства. При максималния сценарий се очертават големи дефицити на мощности в региона, което би разкрило допълнителни възможности за износ.

Включването на Турция значително променя прогнозните резултати. При минималния сценарий (с Турция) регионът ще изпитва дефицит на електроенергия в малки обеми, а след 2025 г., ако Турция реализира амбициозните си електроенергийни проекти, предлагането на електроенергия на регионален пазар ще се увеличи и към 2030 г. ще се реализира нетен „излишък“ на електроенергия от около 42.4 ТВтч. При умерения сценарий с включен турския пазар, до 2030 г. дефицитите ще бъдат около 40 ТВтч, след което ескалират поради липсата на планирани дългосрочни проекти.

Таблица 12. Общо прогнозен нетен внос* на електроенергия в региона, три сценария (ТВтч)**

	2020	2025	2030	2035	2040
Минимален сценарий					
Общо за региона с Турция	18.2	8.5	-42.4	-28.8	-29.2
Общо за региона без Турция	-3.7	-6.4	-24.4	-41.5	-29.2
Умерен сценарий					
Общо за региона с Турция	41.7	37.6	37.1	97.9	188.4
Общо за региона без Турция	19.8	23.5	24.8	24.1	41.2
Максимален сценарий					
Общо за региона с Турция	75.1	93.0	57.5	161.1	300.1
Общо за региона без Турция	27.8	45.7	49.6	51.2	74.0

* Вносът е отразен с положителен знак, а износът с отрицателен.

** В прогнозите не е включена България. Забележка: В минималния сценарий през 2040 г. дефицитът за Турция е малък и се покрива от поддържания технически резерв без да го изчерпва.

Източник: БАН.

Предвид, че в региона се очертават дефицити при два от прогнозните сценарии, основният въпрос е откъде ще се покрият, и съответно от коя страна/и ще се внася електрическа енергия. При умерения сценарий до 2020 г. България ще може да запази позицията си на нетен износител на електроенергия в региона. При този прогнозен сценарий след 2025 г. регионът ще изпитва дефицити на електроенергия между 23.5 и 24.8 ТВтч, въпреки че потреблението на електроенергия ще нараства бавно, като цяло. Регионът като цяло е беден на енергийни ресурси – хидроенергийните ресурси ще постигнат максималния си капацитет още през следващите 5 до 10 години в целия регион; използването на въглищните ресурси е ограничено и голяма част от мощностите ще бъдат закрити по икономически и екологични причини, както се

посочва в повечето национални стратегии, природният газ не е приоритет при изграждането на нови електроенергийни мощности, свързани с енергийната независимост. **Възобновяемите източници на електроенергия са приоритет в стратегиите на всички страни** в региона, но през последните години инвеститорският интерес към тях значително намалява. В прогнозите в минималния сценарий са включени планираните възобновяеми източници на електроенергия, с което средният за региона дял от общия микс само на онези, базирани на вятър и слънце, ще достигне около 15%. Изграждането на атомни централи в региона се планира от Турция, Румъния и Унгария, което при реализирането на проектите ще намали съществено дефицита на мощности.

Прогнозата след 2030 г. е твърде условна, тъй като **по-голямата част от страните не планират мощности** за такъв дълъг период, което е съществен проблем за региона, като се вземе предвид, че инвестициите в сектора (без вятърни, слънчеви, биомаса и газо-парови централи) имат дългосрочен характер.

При всички прогнозни сценарии се предвижда разрастване на регионалната търговия на електроенергия. През последните години се разшири изграждането на междусистемните връзки на основата на проектите от общ интерес. Дори и да се реализират след 2030 г. планираните към настоящия момент проекти за изграждане на междусистемни връзки, ще възникне необходимост от допълнителни връзки.

При нарастваща либерализация и конвергенция на пазарите на електрическа енергия в региона, България има възможност да запази позициите си на нетен износител на електроенергия, което зависи както от очакваното търсене за внос на електроенергия в региона, така и от капацитета на връзките по граници (разбира се при налични мощности и конкурентни цени на производителите у нас).

Изводи:

- **Регионалният пазар се формира от три разнородни групи страни** – първа група: държави-членки на ЕС (България, Гърция, Унгария и Румъния), които се подчиняват на общите регулации и политики в областта на електроенергия; втора група: страни, които прилагат в значителна степен общите политики на ЕС в тази област, поради аспирациите си за членство в ЕС (Македония, Сърбия, Черна гора, Албания, Косово); и Турция, която води собствена политика, повлияна от европейските политики и изисквания, но незадължителният им характер дава свобода в избора на политики. Тази разнородност дава отражение върху електроенергетиката на страните, търсенето и предлагането на електроенергия, цените и презграничната търговия. В тази връзка може да се очаква, че различията в региона ще се запазят въпреки **силните тенденции на конвергенция**. Освен ограничените енергийни ресурси, развитието на електроенергетиката в региона се ограничава и от високия инвестиционен риск и слабия частен интерес за инвестициите в сектора. Публичните инвестиции в електроенергийния сектор в региона също се ограничават поради високата задължнялост на повечето от страните.
- Изграждането на нови проекти се осъществява трудно и продължително. Забавянето на планираните проекти в региона, особено на дългосрочните, би могло да доведе до дефицити на мощности.
- Борсовата цена на електрическата енергия се изменя в широки граници, което създава финансова несигурност за възвращаемостта на инвестициите.

- Високата степен на несигурност на производството на електроенергия в региона, свързана с пиково сезонно потребление и въздействие на климатични фактори, създава несигурност за доставките, в случай че се разчита на внос.
- Високата политическа и регулаторна неустойчивост може да доведе до изкривявания на регионалния пазар на електроенергия.
- Насърчаването на либерализацията и интеграцията на регионалния пазар ще води до повишаване на зависимостта на страната от външни, а не от вътрешни фактори и бърза трансмисия на външни шокове върху електроенергетиката. Съществени пречки пред износа на електроенергия от България са прилаганите цени за достъп и пренос върху електроенергията за износ с произход България.

Мерки

- Участие в регионални презгранични енергийни проекти за повишаване на междусистемната свързаност.
- Премахване на прилаганите цени за достъп и пренос върху електроенергията за износ с произход България.
- Международно сътрудничество за гарантиране на регионалната енергийна сигурност.

5. Състояние и развитие на електроенергийната система на България

5.1 Анализ на състоянието

Местни енергийни ресурси – потенциал и прогнози за развитие до 2030 г.

Основен местен ресурс на България са лигнитните въглища, но използването на възобновяеми източници за задоволяване на енергийно потребление заема все по голям дял. Ядрената енергия се отчита за местен източник и в значителна степен допринася за подобряване на енергийната независимост на страната поради възможността за осигуряване на дългосрочни резерви. Използването на трите групи енергийни ресурси позволява намаляването на зависимостта на България от внос на енергия и ресурси. Енергийната зависимост на България през последните години е значително по-ниска от средната за страните-членки на ЕС, по данни на Евростат.

Производството на първична енергия в страната задоволява 59% от брутното вътрешно потребление на енергия при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението. Основен дял в това имат въглищата – 47%, следвани от ядрената енергия – 37% и ВЕИ – 15% (данни на НСИ).

Природният газ се разглежда като преходното гориво към постигане на целта за енергетика без въглеводороди, но поради ограничените му запаси у нас той няма широко приложение. Ситуацията може да се промени в случай, че бъдат направени търговски открития в Черно море.

Въгледобив

Най-значимият собствен въгледороден енергиен ресурс за страната са въглищата в комплекса „Марица изток”. Мините експлоатират най-голямото находище на лигнитни въглища в България, което снабдява с въглища четири топлоелектрически централи за производство на електроенергия, топлинна енергия и брикетна фабрика за производство на брикети. Общият добив на енергийни въглища в Мине „Марица Изток” представлява 95% от общия добив на въглища за производство на електрическа и топлинна енергия в България.

Останалите въгледобивни дейности у нас се развиват в Пернишкия и Бобовдолския басейни – добив на кафяви въглища, и в мини „Балкан 2000” ЕАД – добив на черни въглища с незначителен дял.

Промишлените запаси на лигнитни въглища в Източномаришкия басейн са 1200 млн. т. При добив 30 млн. т въглища годишно хоризонтът на използване на рудниците е 2057 г.

Източномаришките лигнити са от категорията нискокачествени, поради ниската калоричност и високото съдържание на пепел, влага и сяра. Използваната технология за оползотворяване на източномаришките лигнити, независимо от лошото им качество, е усвоена и усъвършенствана през годините и позволява сигурна работа, висока разполагаемост и задоволителна маневреност на електроцентралите, базирани на тези въглища.

Ядрено гориво

Ядрената енергетика ще продължава да бъде основен фактор в мощностния и енергиен баланс на Република България, при условия на висока технологичност, ефективност на производството, конкурентни цени и поддържане на високо ниво на ядрена безопасност и радиационна защита.

В страната има залежи на природен уран, но уранодобивът беше прекратен по икономически и екологични съображения.

България прилага отворен ядрено-горивен цикъл, базиран на ураново гориво, за производство на електрическа енергия в АЕЦ. Доставките на свежо ядрено гориво са на база на 10-годишни договори, като има възможност за диверсификация на доставчика или на източниците на уранов концентрат, във връзка с което страната ни работи с Агенцията за снабдяване към Евратом.

След облъчване на горивото в активната зона на реактора, отработеното гориво се съхранява на площадката на ядрената централа или се изпраща за преработка в Руската федерация, с последващо връщане на високоактивните отпадъци. Дългосрочната политика при управление на отработеното ядрено гориво и на радиоактивните отпадъци се свързва с изграждане на съоръжение за погребването им.

Възобновяеми енергийни източници

Климатичните условия и географско разположение на страната ни осигуряват условия са интензивно използване на вятърна и слънчева енергия, на био-горива, хидро- и геотермална енергия.

В последните години дялът на енергията от възобновяеми източници от общото крайно потребление на енергия в страната се увеличава и възлиза на 1.3 млн. тне годишно. В

България най-пълноценно се използва потенциалът на твърдата биомаса предимно като гориво за отопление в бита и в обществени сгради, както и на хидроенергията посредством ВЕЦ. Достигнатите високи нива на производство на електрическа енергия от вятърни и слънчеви централи са основани на политики за гарантирано изкупуване при преференциални цени. Тези политики подлежат на преоценка и не се планират за последващо прилагане.

Според Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници сумарният технически потенциал за производство на енергия от възобновяеми източници в България е приблизително 4500 млн. тне годишно.

По-нататъшното усвояване на националния хидро потенциал се свързва с максимално оползотворяване на водите на реките Дунав, Арда, Места и др. Висок потенциал за последващо развитие има при използването на слънчева и геотермална енергия за покриване на нуждите от топла вода, както и използването на широк кръг източници на биомаса, както за отопление, така и за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВтЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за разходите за спирания и пускания, както и тези за резерв. Потенциалът за електроенергийно производство от вятърна енергия у нас е висок само в ограничени райони, където вече има изградени значителни капацитети. За изграждане на мощните слънчеви централи у нас често се използваха земеделски земи от висока категория, което не е в унисон с устойчивите подходи за използване на даденостите в страната. Поради това потенциалът за електроенергийно производство от слънчева енергия у нас в бъдеще се свързва с интеграция на малки инсталации в местните системи за потребление, успоредно с навлизането на новите технологии.

Потенциалът на биомасата за енергийно производство у нас е висок и се свързва както с горското стопанство, така и със селското стопанство, а технологичните решения за енергийно преобразуване включват пряко изгаряне или различни процеси на газификация.

Най-разпространените суровини са отпадни продукти от горското стопанство, земеделието, животновъдството, но и от индустриални производствени процеси или от битови отпадъци. Именно поради това този тип технологии често се свързва с концепцията за кръговата икономика и алтернативите за безотпадни процеси, които имат висока политическа подкрепа в рамките на ЕС.

Изводи:

Използването на местни енергийни ресурси трябва да продължи, като се задълбочават мерките за спазване на увеличаващите се изисквания, свързани с:

- опазване на здравето;
- опазване и възстановяване на околната среда;
- конкурентоспособност и пазарни принципи.

Предизвикателствата, свързани с използването на източномаришките лигнити, произтичат от тяхното качество и повишаващите се изисквания към процесите на тяхното използване. Практически непреодолим, без съответните институционални решения, е проблемът с високото съдържание на сяра във въглищата, а тенденцията е за увеличаване на съдържанието ѝ при добива в бъдеще.

Увеличаването на изискванията към емисионните фактори, увеличаването на цените за емитиране на CO₂ емисии, както и високата цена на беземисионните решения за бъдещо използване на лигнити, извеждат на преден план необходимостта от прилагане на мерки за подобряване на вътрешната икономика на цикъла добив на въглища – производство на енергия.

Изградените компетенции за експлоатация на ядрени съоръжения, включително нормативна рамка, система за докладване, регулаторен орган и оператори, са предпоставка за продължаване на развитието на този подсектор и използването на ядрената енергия като надежден източник на електрическа енергия.

Основните предизвикателства пред ВЕИ секторът остават високите инвестиции за нови мощности, опазване на фауната, опазване на продуктивните земи и горите, както и необходимостта от компенсиращи мощности или акумулиращи капацитети.

Мерките за осигуряване на надеждни суровини като енергийни източници включват:

- дългосрочно използване на местните лигнитни залежи за производство на електрическа енергия при отчитане на баланса разходи-ползи и при използване на онези енергийни мощности, които могат да произвеждат на конкурентна цена;
- дългосрочно използване на ядрената енергия като надежден източник на базова енергия с отчитане на развитата инфраструктура и компетенции;
- разширяване на използването на ВЕИ за производство на електрическа енергия на база на добре усвоени технологии и съблюдаване на екологичните ограничения, работа на пазарен принцип и поощрение на производството, близо до потребителите.

Производство и осигуряване на електроенергиен баланс

Електроенергийният сектор е в процес на фундаментална промяна в съответствие с изискванията на действащия Трети и подготвяния Четвърти енергиен либерализационен пакет. Очакванията са, че промяната ще допринесе за по-ефективна конкуренция на енергийните пазари и ще подобри стандарта на услугите, в рамките на единен европейски пазар за електрическа енергия и природен газ, но ще увеличи предизвикателствата пред производителите на електрическа енергия на националния пазар.

Развитието на електроенергийния пазар включва постепенно премахване на регулираните цени при производството и постигане на пълна либерализация, при което подходите за обосноваване (гарантиране) на инвестициите за нови електрически централи или реализация на мащабни модернизации за съществуващи централи вече изисква пазарно-ориентирани подходи. На преден план се поставят правилата на ЕК за обявяване на състезателни процедури за задоволяване на евентуален дефицит на вътрешния пазар или за постигане на зададените национални цели за производство от ВЕИ мощности, а държавна подкрепа се предоставя по изключение.

Работата в условията на либерализиран електроенергиен пазар предполага и промяна на пазарния модел у нас, като извежда на първо място въпросът за осигуряване на конкурентоспособността в условията на повишаваща се конкуренция на националния и регионалния пазар вследствие на регионалната интеграция.

Краткосрочните мерки за въвеждане на либерализирания пазар включват решаването на въпроса за покриване на финансовите дефицити в електроенергийната система.

Основен ангажимент на Държавата е гарантиране на устойчива регулаторна рамка за реализация на дългосрочни инвестиционни планове за развитие на енергийните дружества.

Търсенето на устойчиви решения за задоволяване на вътрешния пазар от собствени източници на електрическа енергия с минимални разходи се разглежда като инструмент за омекотяване на тенденциите за повишаване на цените на електрическата енергия в Европа, но и за намаляване на енергийната зависимост. Оптималното съчетание на национално разположени производства на електрическа енергия позволява ефективното управление при увеличаване дяла на мощностите с непостоянен характер, но и подобрява възможностите за реагиране при кризи. Наличието на местни източници на енергия ограничава уязвимостта на националната система в екстремни ситуации и предпазва от прекомерна зависимост от внос.

Ефектите от съществените въздействия върху националния комплекс от електрогенериращи мощности ще се проявят в пълнота в следващите 10 години и включват промяната на преференциално третиране на производители и усилията за получаване на дерогации за работа на основните ни въглищни централи. Планирането на експлоатационния живот на основните централи се обвързва както с технически ресурс, така и с икономическата жизнеспособност при повишаващи се изисквания за опазване на околната среда и здравето. Обобщение на събития със значимо въздействие върху електроенергийния микс е представено в Таблица 13.

Работата на електрогенериращите мощности в рамките на хоризонта на планиране е свързана с управление на рисковете за предсрочно прекратяване на работата на мощностите и поражда следните неопределености:

- от финансов характер – осъществяването на редица инвестиционни намерения е свързано с необходимостта от привличане на външен ресурс, а впоследствие и възстановяването му при условията на работа на свободен пазар;
- относно пазарното позициониране след изтичане на сроковете на договори за гарантирано изкупуване на електрическата енергия – окончателното решение за работа, извън хоризонта на специалното третиране, **е обект на корпоративни преценки, но гарантирането на непрекъснатостта на електроснабдяването с дълъг хоризонт изисква въвеждане на критерии за системна стабилност и предприемане на мерки за гарантирането ѝ;**
- градираща неопределеност, поради зависимост от външни фактори, породени от засилващи се изисквания за повишена безопасност, опазване на здравето и екологични изисквания.

Таблица 13. Календар на ключовите събития в енергийния сектор

Централа/ Група	Ключови събития и периоди	Фактори на влияние в хоризонта на прогнозиране
АЕЦ „Козлодуй“	Потвърдени срокове за експлоатация до 2047/2051 г. Регулаторни прегледи за следващ лиценз през 2026/30 и 2036/40 г.	Необходимост от потвърждаване на сроковете за експлоатация, в рамките на лицензионните прегледи
ТЕЦ Марица изток 2	Реализирани модернизации и удължени срокове за експлоатация по блокове до 2033 и след 2040 г., в зависимост от натовареността на блоковете и броя цикли. Възникнали задължения за екологични подобрения по Директива 2010/75/ЕС, необходими са модернизации.	Необходимост от получаване на специални условия за работа след 2021 г. (дерогация). Необходимост от включване на разходи за модернизации в пазарния модел на дружеството.
ТЕЦ Марица изток 3	Договор до 2024 г., планиран експлоатационен срок до 2034 г. Възникнали задължения за екологични подобрения по Директива 2010/75/ЕС.	Необходимост от включване в дерогационен режим. Решение за управление на активите на централата след изтичане на договора може да се очаква след 2019 г., отразено в съответния пет годишен бизнес план.
ТЕЦ Марица изток 1	Договор до 2027 г., ресурсна възможност за продължаване на работата след 2050 г. Възникнала необходимост от анализ за нуждата от екологични подобрения по Директива 2010/75/ЕС.	Необходимост от включване в дерогационен режим. Решение за управление на активите на централата след изтичане на договора може да се очаква след 2022 г., отразено в съответния петгодишен бизнес план.
ВЕЦ на „НЕК“ ЕАД	Реализирана рехабилитация на три от основните каскади в периода 2006-2014 г., която осигурява хоризонт на работа след 2040 г. Необходимост от рехабилитация/модернизация на каскада „Белмекен-Сестримо“ и ПАВЕЦ „Чаира“. Необходимост от постоянна поддръжка на хидротехническите съоръжения.	Планове за нови мощности са необходими от системна гледна точка, но изискват държавна подкрепа. Необходимост от осигуряване на финансови ресурси за реализация на рехабилитации/модернизации на съществуващите мощности и поддръжка на хидротехническите съоръжения.
ТЕЦ Бобов дол	Възникнали задължения за ограничения по Директива 2010/75/ЕС.	Необходимост от включване в дерогационен режим. Необходимост от актуализация на бизнес план.
ТЕЦ Заводски	Възникнали задължения за ограничения по Директива 2010/75/ЕС за голяма част от централите, които работят на въглища.	Неопределеност поради наличие на голям брой ЕЦ на въглища – актуализация на бизнес планове. Неопределеност поради обвързаност с производствен бизнес план.
ТЕЦ Брикел	Възникнали задължения за ограничения по Директива 2010/75/ЕС.	Необходимост от актуализация на бизнес план.
ТЕЦ Топлоф.	Частично влияние по Директива 2010/75/ЕС.	Наличие на ЕЦ на въглища, за които е необходима дерогация. Продължаваща подкрепа за комбинирани цикли на газ и биогориво.
ТЕЦ София	Планирани значителни инвестиции за модернизация и ново гориво.	Неопределеност поради финансовото състояние на дружеството.
Група ВТЕЦ	Изтичащи договори за преференциално изкупуване на електроенергия около 2025 г.	Необходими мерки за достигане до целите в национален план „Климат и енергетика“
Група ФЕЦ	Изтичащи договори за преференциално изкупуване на електроенергия около 2032 г.	Необходими мерки за достигане до целите в национален план „Климат и енергетика“
Група БиоЕЦ	Изтичащи договори за преференциално изкупуване на електроенергия около 2030 г.	Потенциал за реализация на нови мощности, но изисква държавна подкрепа.

Източник: БАН по данни от КЕВР и МЕ.

Най-съществено влияние върху планирането на мощностния баланс в хоризонта 2030 г. оказва приетото изменение към Директива 2010/75/ЕС относно емисиите в промишлеността. Предложените в Референтния документ за най-добри налични техники за Големи горивни инсталации (LCP BREF) норми за допустими емисии на SO₂, NO_x и живак изискват анализ на потенциалния им ефект върху експлоатацията на ТЕЦ и необходимите нови инвестиции. В ход са процедури по предоставяне на анализ ползи-разходи за изпълнение на по-високите изисквания и евентуално обосноваване на изключение (дерогация) пред Изпълнителната агенция по околната среда.

Настоящите оценки показват, че основните ТЕЦ могат да постигнат новите норми чрез организационни мерки и допълнителни инвестиции, което се отразява в прогнозите за себестойност на производството.

Поради комплексния характер на това ново предизвикателство, е необходимо да се отчетат не само мерките за отделните дружества, но и зависимостта им от ефективната работа на Мини Марица Изток, включително и от дългосрочните прогнози за съдържанието и качеството на лигнитните въглищата.

В търсене на националното решение за развитие на електроенергийния сектор са анализирани възможни сценарии на развитие на действащите мощности и са предложени стратегически варианти за взимане на решения за планиране на нови мощности, базирани на икономическата логика и пазарната конкуренция. Такива са разгледани в следващите части, при отчитане на **следните изводи**:

Постигането на национална енергийна сигурност предполага и прилагането на политика по отношение на нови мощности, която се формира не само на база на приложение на пазарната конкуренция. При възможности да се насърчават или реализират проекти за нови мощности, които са конкурентни на пазара, то тези възможности трябва да се използват. В случай на излишък на електроенергия в страната, тя може да бъде реализирана на регионалния пазар. От друга страна, по този начин се гарантира при ръст на вътрешното потребление енергийна независимост.

Пазарните механизми при либерализиран пазар силно въздействат върху възможността на различните производствени мощности да работят в условия на свободен пазар. Тази пазарна регулация вече е значима предпоставка за промяна на мощностния баланс в отделните страни, като водят до икономическа оптимизация в краткосрочна перспектива. Постигането на прогнозируемо производство в дългосрочен план изисква прилагане на механизми за разпределяне на инвестиционни разходи, които да позволят изграждане на мощности с висока капиталова съставляваща или да се реализират широкомащабни модернизации. За да се ограничат рисковете от отпадане на основни производства, при условията на кратко предизвестие, както и за балансиране на необходимостта от внос или за изграждане на енергийни източници, които имат по-високи оперативни разходи и увеличават националната зависимост, се препоръчва прилагане на всички допустими механизми за дългосрочно планиране и справедливо разпределение на разходите.

За реализацията на сценарий, при който част от енергийните блокове на ТЕЦ на въглища излизат от експлоатация в предвидими бъдещи периоди, а други запазват експлоатационния си ресурс и работят с подобрени екологични показатели в хоризонта на планиране, **е необходимо да се приложи комплексен програмен подход, разработен с участие на операторите и държавните институции.**

Алтернативата за достигане до състояние на увеличаващ се нетен внос е реална в случаите на липса на планиране на нови мощности, или в случай на непланирано извеждане на ключови мощности у нас. Същото може да се получи и при неконкурентоспособност на регионалния пазар на планираните нови мощности или на съществуващите централи. Изграждането на газо-турбинни модули, които имат възможността в кратки срокове да запълнят дефицити в мощностния баланс, представлява възможна алтернатива, **но отново е базирана на скъп, вносен енергиен източник с ограничени възможности за резервиране на доставките.**

Мерките за осъществяване на генералната стратегическа цел, свързани с производствения микс, са пряко свързани с избрани сценарии за развитие и са обобщени по-долу.

Електропреносна мрежа и междусистемна свързаност

Поради положението на естествен монопол, за разлика от останалата част на енергийния сектор, развитието на електропреносната и електроразпределителните мрежи е ясно детерминирано (в т.ч. конкретика в инвестициите по години) в съответните планове, одобрявани от КЕВР и подлежащи на последващ контрол от комисията. Тези планове се разработват въз основа на технологичните принципи, залегнали в съответните правила за управление на електроенергийната система и за управление на електроразпределителните мрежи. Хоризонтът им е сравнително кратък: за преносната мрежа – 10 години, а за разпределителните мрежи – едва 5 години. **Основен недостатък при разработването на тези планове е липсата на основни стратегически приоритети, изведени от цялостното стратегическо планиране на енергетиката, които да формират основната рамка на плановете за развитие на мрежите. Това води до затруднение при формиране на подходи за управление на промяната на системно и пазарно ниво.**

Основните изводи от прегледа на състоянието на ЕЕС и междусистемните връзки са, че развитието и подобряването на работата на вътрешните мрежи остава приоритетна задача за осигуряване на надеждни доставки до потребителите, а изграждането на междусистемни връзки подобрява възможностите за системно балансиране, изграждане на регионални пазари и подобряване на услугите за крайните потребители.

България има междусистемни връзки с всички съседни страни. Допълнителна връзка с Гърция би повишила сигурността на взаимната свързаност в югоизточна посока (в т.ч. с Турция). Изводите от раздел 4.2 за дефицити на електроенергия на Западните Балкани създават предпоставка за развитие на мрежовата инфраструктура в тази посока, а именно изграждане на втора междусистемна връзка на 400 kV със Сърбия, след укрепване на мрежа 400 kV на Сърбия. Волатилността и огромното въздействие, което Турция може да има на регионалния електроенергиен пазар, предполагат внимателно планиране на мрежовата инфраструктура. Необходима е активна политика на ЕСО ЕАД с TEIAS за увеличаване на предлаганите за разпределение между търговците преносни способности при съществуващата междусистемна свързаност до постигане на максималните преносни способности при спазване на критериите за сигурност и едва след това да се проучи евентуално изграждане на още една междусистемна връзка с Турция на ниво 400 kV. Тези изводи показват, че пазарните фактори имат съществено влияние, а **изграждането на допълнителна междусистемна свързаност трябва да се определя от търсенето на електроенергия в региона в дългосрочен план на фона на бъдещото обединение на националните пазари.**

Все още съществуват подстанции на ниво 110 kV, едностранно захранени при неизпълнен критерий за сигурност N-1. Поради затваряне на реактори 1-4 в АЕЦ „Козлодуй“ се измени топологията на генериращите мощности в страната, като мрежовата инфраструктура на ниво 400 kV в Югоизточна България се оказва недостатъчна. **Изискванията** за поддържане на **сигурността на мрежите** са заложени в правилата за управление на ЕЕС на страната и тези на ENTSO-E. Те са основополагащи за сигурността на доставките на електроенергия.

Технологичните разходи в мрежите като цяло са най-ниските в региона, но това само показва наличието на добри практики, които трябва да се продължат и за в бъдеще при отчитане на физическата същност на загубите в мрежите и икономическата обосновааност на инвестициите за тяхното намаление. Наличният потенциал за развитие се осъществява чрез внедряване на технически решения и технологии за подобряване на **енергийната ефективност на мрежите**. Спрямо европейските добри практики, състоянието на мрежите не е добро и води до голяма аварийност, недостатъчно оптимизирани технологични разходи и ниски напрежения при потребителите. Неизолираните електропроводи в урбанизираните територии са предпоставка за повишена аварийност, инциденти (в т.ч. човешки живот), кражби на електроенергия и ограничаване на инвестиционното строителство. Достъпът до електроенергийната мрежа остава един от критичните въпроси на бизнес средата у нас, във връзка с което е належащо подобряване на нормативните регулации и създаване на условия за широко навлизане на „просюмери“ и локални „енергийни кооперативи“, които ще играят все по-голяма роля за формиране на електроенергийния баланс.

Налице е недостатъчно навлизане на новите иновативни интелигентни системи (smartgrid) за управление на разпределителните мрежи: телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи; интелигентните електромери; системи за мониторинг, контрол и защита (Wide Area Monitoring/Control/Protection Systems – WAMS/WACS/WAPS), чрез които ще се осигури по-добро управление, намаляване на отказите, повишаване на бързината на диагностициране на предаварийни ситуации и на времето за отстраняване на аварии. Все още липсва пълна автоматизация на оперативното управление на подстанции 110 kV/СрН.

Организационните **мерки** за осъществяване на стратегическа цел 1 за сигурност на доставките включват:

- поддържане на сигурността на системата, съгласно критериите за надеждност;
- изграждане на междусистемни връзки при спазване на пазарните принципи за планиране и реализация;
- повишаване на енергийната ефективност и поддържане на ефективно оперативно управление на мрежите;
- предприемане на стъпки на местно ниво, които да доведат до създаване на достъпна среда в урбанизираните територии.

В Приложение 2 е обобщена стратегическата рамка с конкретни технически мерки за развитие на мрежите.

Състояние и прогнозни оценки на заетостта в сектор „Електроенергетика“

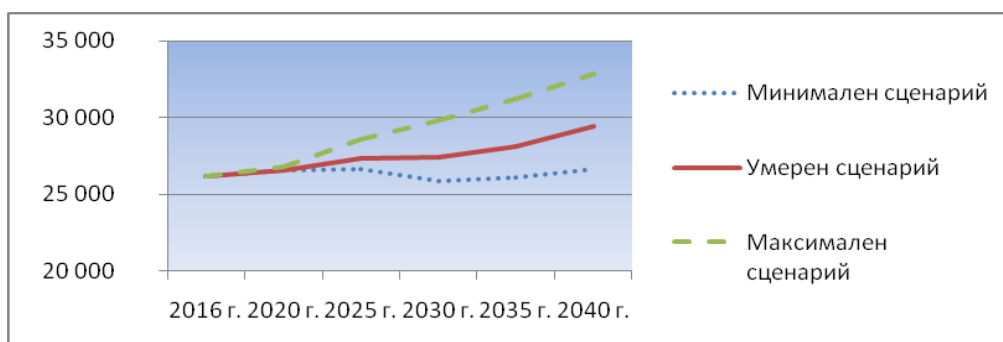
Ретроспективният анализ на работната сила в областта на производството, преноса, разпределението и търговията с електрическа енергия и във въгледобива показва ясно

изразена тенденция на намаление на наетите лица. От 81 431 души през 2003 г. средногодишният брой на наетите лица спада на 38 123 души през 2015 г. Този съществен спад е в резултат от намаление на производството, промени в структурата на мощностите и повишаване на производителността на труда. Във въгледобива броят на наетите лица се съкращава от 18 099 души през 2003 г. на 11 986 души през 2015 г.

Изводът от този анализ е, че ролята на енергетиката в националния пазар на труда намалява. Делът на пряко заетите в електроенергийния сектор в общия брой заети лица спада от 2.87 на 1.26%. Същевременно, електроенергетиката продължава да има съществено значение за заетостта на населението в общините около комплекса Марица изток и в района Бобов дол – Перник, която заетост може да бъде съществено редуцирана при някои от вариантите на енергиен преход, особено в периода след 2030 г.

Прогнозата за броя на заетите в областта на електроенергетиката е изготвена въз основа на разработения за целта *Модел за оценка и прогнозиране на пряката, косвената и индуцираната заетост, генерирана в сектор „Електроенергетика“*. Динамиката на прогнозните данни на пряко заетите в производството, преноса, разпределението и търговията с електрическа енергия по трите осреднени сценария на общо крайно електропотребление за периода 2020-2040 г. е представена графично на Фигура 11.

Фигура 11. Пряко заети в електроенергетиката при минимален, умерен и максимален сценарий на крайното потребление на електрическа енергия (брой)



Източник: Съставена по собствени изчисления.

В периода до 2030 г. броят на заетите намалява при минималния сценарий с около 500 души и леко нараства при умерения. При максималния сценарий ръстът на заетите до 2030 г. е с около 2000 души спрямо 2020 г. В периода до 2040 г. заетите нарастват и при трите сценария на електропотребление, но при съществена промяна в географията на заетостта.

Броят и структурата на заетите в сектор „Електроенергетика“ в прогнозния период до 2040 г. ще се определят основно от следните фактори: тенденциите в крайното потребление на електрическа енергия; повишаването на производителността на труда; промените в структурата на производството на електрическа енергия; аутсорсването на спомагателни дейности и други. Преходът от високотрудоемки производства в ТЕЦ и въгледобива към по-висок дял на ВЕИ и евентуално въвеждане на нова ядрена мощност след 2030 г. ще съдейства за по-бавното нарастване на заетите. Този преход обаче ще се отрази изключително негативно върху локалните пазари на труда в районите на Марица изток, Бобов дол и Перник и върху социалната инфраструктура на общините.

Структурни проблеми в осигуряването с работна сила и тяхната проекция до 2040 г.

В структурата на наетата работна сила в сектор „Електроенергетика” се проявяват два проблема, които в бъдеще ще придобиват все по-голяма острота.

Първо, нарастваща средна възраст на работниците и служителите в целия сектор и особено във въгледобива. Към 31.12.2016 г. тя се движи в границите от 46 години в дейност „Търговия с електрическа енергия” до 51 години в дейност „Добив на антрацитни и черни въглища”. Делът на работниците и служителите на възраст над 50 години в отделните подотрасли е в границите от 30 до 56%. Едно масово реализиране на възможностите за ранно пенсиониране може да създаде сериозни проблеми с намирането на работна сила с подходяща квалификация, особено при варианта на висок икономически растеж.

Второ, нарастващ дял на професионалните групи, изискващи специална подготовка при намаляващ капацитет на образователните институции, подготвящи кадри за електроенергетиката, в т.ч. чрез дуално обучение. Това създава сериозен глад от специалисти, който все по-трудно се компенсира с по-високото заплащане на труда и обещанията за ранно пенсиониране. Затруднения с наемането на висококвалифицирани специалисти – минни инженери, електро-енергетици и др., на практика вече съществуват.

Избраният сценарий за стратегическо развитие на електроенергетиката предполага **нарастващо търсене на квалифицирана работна сила и намаляване на средната възраст на заетите в условията на конкуренция с останалите отрасли на икономиката.**

Кризисни сценарии на въздействието на енергийния преход върху пазара на труда

Замяната на традиционните първични източници за производство на електрическа енергия с нови, наречена енергиен преход, ще породи много остри проблеми на пазара на труда в най-големите въгледобивни райони – Марица изток и Бобов дол – Перник. Обобщено, оценката на **социалните последици** (като общ брой освободени работници и служители)⁴³ от различните варианти на закриване на мощности за производство на електрическа енергия и осигуряващия ги въгледобив са показани на Фигура 12.

Очертават се два основни варианта на съкращаване на работници и служители (от пряка, косвена и индуцирана заетост) в резултат на енергийния преход:

- 1) Критичен (кризисен) вариант на закриване на всички мощности за производство на електроенергия и на въгледобива в районите на Марица изток и Бобов дол – Перник през 2022 г. при непостигане на дерогация.** Този вариант е с най-негативни и остри социални последици – еднократно се съкращават около 21 000 работници и служители от пряката, косвената и индуцираната заетост.
- 2) Вариант на последователно извеждане на мощности по икономически и екологични причини или изтичане на договорите за задължително изкупуване на електроенергия, който е сравнително по-приемлив от социална гледна точка.**

⁴³ За оценка на последициите върху пазара на труда са оценени пряката, косвената и индуцираната заетост, като е използван разработения за целта *Модифициран модел на баланса на междуотрасловите връзки*.

Общият брой на съкратените работници и служители за целия период дори е малко по-малък поради естественото намаление на работниците в резултат от технологични нововъведения и по-плавно пренасочване или пренаемане на освободените.

Фигура 12. Брой съкратени работници при различни сценарии



Източник: Съставена по собствени изчисления.

Подготовката за прилагане на всички мерки за компенсирание на доходите и на програми за заетост в засегнатите райони трябва да предшества масовите съкращения поне с една година. **Тези мерки и програми трябва да се съгласуват със социалните партньори и местната общност и да имат тяхната подкрепа.** При ефективното прилагане на посочените форми за въздействие върху пазара на труда, особено чрез алтернативна заетост, разходите за социални плащания съществено ще бъдат съкратени, а реструктурирането на електроенергетиката ще бъде социално по-поносимо.

Специфични стратегически цели и мерки за решаване на разкритите проблеми в областта на заетостта

Специфична цел 6.1: „Осигуряване на дейностите по производството, преноса, разпределението и търговията с електрическа енергия с висококвалифицирана работна сила” е свързана с прилагане на следните мерки:

- Увеличаване на държавния прием на ученици, бакалаври, магистри и докторанти в професионалните гимназии, техническите университети и висшите училища по специалности, отговарящи на потребностите в енергетиката и добивните отрасли; въвеждане на нови специалности, съответстващи на технологичните и техническите новости в енергетиката.

- Увеличаване на броя и повишаване на научния капацитет на преподавателския състав в специализираните висши училища и на учителите в професионалните гимназии.
- Съгласуване на учебни планове и програми за съответните специалности с търговските дружества от сектор „Електроенергетика“.
- Предоставяне на стипендии и кредити на ученици и студенти срещу задължение за работа в дружествата от сектор „Електроенергетика“.
- Сключване на трудови договори със социални и други клаузи, гарантиращи подобри условия на работа и живот за младите кадри в дружествата от сектор „Електроенергетика“.

Специфична цел 6.2: „Справедливо компенсиране на освобождаваните работници и служители в засегнатите общини при отделните кризисни сценарии“ предполага прилагането на следните мерки:

- **Прилагане на системата за ранно алармиране и процедурата за масови уволнения**, с цел намаляване на социалното напрежение и предприемане на превантивни мерки за изпреварваща допълнителна квалификация и преквалификация на освобождаваните работници и служители.
- Изплащане на еднократни обезщетения от работодателя на освобождаваните работници и служители съгласно КТ и КТД. **Компенсиращите социални плащания от работодателя** при критичния (кризисен) вариант са в размер на 190 млн. лв. При несъстоятелност на работодатели следва да се използват средства от фонда за гарантирани вземания на работниците и служителите.
- Изплащане на обезщетения за безработица и социални помощи при продължителна безработица или бедност. **Прилагане на схеми за ранно пенсиониране за съкратени работници над 50-годишна възраст**. Размерът на обезщетенията, социалните помощи и пенсии, изплащани от НОИ и МТСП, при критичния (кризисен) вариант са в размер на 178 млн. лв. през първата година от съкращенията и 183 млн. лв. последващи плащания за пенсии през следващите три години.

Специфична цел 6.3: „Бърз преход към заетост на освобождаваните работници и служители“ е свързана с приложението на следните мерки:

- Приобщаване към Платформата за въгледобивните райони в преход на ЕК. Прилагане на добри практики от други страни за справедлив енергиен преход и алтернативни програми и форми на заетост.
- Създаване на специални дружества за заетост от освободените работници, осъществяващи дейност по рекултивация на терени от въгледобива, демонтаж на оборудване, модернизация на инфраструктурата и подготовка на освободените площадки за нови индустрии.
- Разработване на локални програми за заетост чрез насочване на частни инвестиции за създаване на клъстери във ВЕИ, индустрията, земеделието и публични инвестиции в инфраструктура и други публични дейности.

Подготовката за прилагане на всички мерки за компенсиране на доходите и на програми за заетост в засегнатите райони трябва да предшества масовите съкращения

поне с една година. **Тези мерки и програми трябва да се съгласуват със социалните партньори и местните общности и да имат тяхната подкрепа.** При ефективното прилагане на посочените форми за въздействие върху пазара на труда, особено чрез алтернативна заетост, разходите за социални плащания съществено ще бъдат съкратени, а реструктурирането на електроенергетиката ще бъде социално по-поносимо.

5.2 Сценарии за развитие на мощностите, с отчитане на външната среда

Производствени мощности

Въз основата на направения анализ на характеристиките и техническите показатели на основни централи и групи централи, в зависимост от технически ресурс, обосновани експлоатационни срокове и срокове на договори за преференциални условия на работа, са изведени допускания за хоризонта на работа на съществуващите мощности, при различни сценарии. Тези сценарии отчитат допускания за реализация на нови проекти за ВЕИ мощности в две алтернативи:

- приемане на високи индикативни цели, чрез достигане на дял от 27% от крайната консумация на електрическа енергия до 2030 г., и съответно 48% към 2050 г. (без това да е зададено като цел понастоящем);
- ограничено участие на ВЕИ при производството на електрическа енергия, при допускането, че общите цели ще се постигнат чрез други мерки, при което към 2030 г. дялът на ВЕИ е 21%, а към 2050 г. – съответно 34% от крайното потребление.

Основната динамика в сценариите, освен промяната на ВЕИ мощностите, е свързана с извеждане на някои мощности на въглища, а към 2050 г. и с извеждане на блоковете на АЕЦ „Козлодуй“.

Обоснованите сценарии на развитие извеждат следните сценарии:

- оптимистичен – за работа на въглищните централи до изчерпване на техническия ресурс на основни съоръжения, който отчита „отложена декарбонизация“;
- референтен – за работа на централите при планиране на сроковете за експлоатация и поетапно извеждане от експлоатация на енергийни блокове, който отчита „планиране на извеждане на мощности“;
- песимистичен – за работа на централи при условия на по-ранно прекратяване или ограничаване на експлоатацията им по екологични или финансови съображения, който отчита крайни сценарии за ранно извеждане на мощности;
- крайно песимистичен – за работа на централи при условия на значително по-ранно прекратяване на експлоатацията им по екологични съображения.

Тези сценарии са допълнени с вариант на алтернатива за нисък ръст на ВЕИ след 2020 г.

Основите за комплексното планиране на електроенергиен микс с дълъг хоризонт се залагат в момента с разработването и обсъждането на искания за дерогации на отделните централи, използващи като гориво въглища. Тези документи изясняват за кои енергийни блокове предлаганите мерки могат да доведат до подобряване на екологичните показатели на приемлива цена. Така на база на технико-икономически анализ може да се установят прагматични рамки за работа на операторите, които да позволят управление на мощностите оптимално в оставащия им срок на експлоатация. Оптималното управление включва разпределяне на разходите за поддръжка и

инвестиции, но и използване на енергийните блокове в различни динамични режими на натоварване, като онези, които са планирани за дълъг срок на експлоатация, се товарят с минимален брой цикли в следващите периоди на работа на централата.

Резултатите от оценките за налични електроенергийни мощности в 5-годишни периоди са представени в Таблица 14.

Таблица 14. Инсталирани мощности по години, MW, при две алтернативи за участие на ВЕИ

Година	АЕЦ Козлодуй	ТЕЦ на въглища – Варианти на срок за експлоатация				ТЕЦ с комбинирано производство	Биомаса и биогаз	Водна	Вятърна	Слънчева	Дял от ВЕИ, % ⁴⁴
		оптимистичен	референтен	песимистичен	крайно песимистичен						
2016	2100	4000	4000	4000	4000	580	69	3180	701	1041	18
2020	2200	3200	3200	3200	3200	600	70	3200	701	1041	19
2025	2200	3200	3200	2500	1850	600	90	3300	795	940	21
2030	2200	3200	2500	1850	0	600	115	3400	1040	1395	27
2035	2200	3200	1600	0	0	600	120	3600	1220	1425	33
2040	2200	3200	1600	0	0	600	130	3700	1220	2275	34
2045	2200	2500	1200	0	0	600	180	3800	1800	3000	40
2050	0	2200	700	0	0	600	220	3900	2600	4000	48

Година	АЕЦ Козлодуй	ТЕЦ на въглища – Варианти на срок за експлоатация				ТЕЦ с комбинирано производство	Биомаса и биогаз	Водна	Вятърна	Слънчева	Дял от ВЕИ, %
		оптимистичен	референтен	песимистичен	крайно песимистичен						
2016	2100	4000	4000	4000	4000	580	69	3180	701	1041	18
2020	2200	3200	3200	3200	3200	600	69	3200	701	1041	19
2025	2200	3200	3200	2500	1850	600	70	3300	655	940	20
2030	2200	3200	2500	1850	0	600	70	3400	640	1145	21
2035	2200	3200	1600	0	0	600	70	3600	550	1100	22
2040	2200	3200	1600	0	0	600	75	3700	550	1500	25
2045	2200	2500	1200	0	0	600	100	3700	1000	2000	30
2050	0	2200	1200	0	0	600	150	3700	1500	2500	34

Източник: анализ на БАН.

Изводи:

Реализацията на оптимален сценарий за работа на съществуващите мощности и осигуряване на изпълнението на стратегическите цели изисква предприемане на стъпки за решаване на идентифицираните проблеми в сектора:

- Осигуряване на необходимите маневрени мощности за балансиране на ВЕИ.

⁴⁴ От крайното потребление на електрическа енергия в страната.

- Ограничаване на дела на производители с преференции в крайното потребление на електрическа енергия.
- Ограничаване на непазарни разходни добавки.
- Покриване на финансовите дефицити.
- Увеличаване на автономията на общините по отношение на управлението на енергопроизводството в т.ч. комбинирано производство от централизиран източници, които се отчитат в националния електроенергиен баланс.
- Интензифициране на научно-приложните инициативи за развитие на нови технологии.
- Превантивни мерки и програми за решаване на социални проблеми при закриване на производства.
- Преодоляване на липсата на квалифицирани кадри за производството и за регулиращите органи.
- Адресиране на нуждата от нови мощности в дългосрочен план.

Работа на ЕЕС

Оценка на сигурността на електроенергийната система за 2030 г. е направена с отчитане на технологичните режими на производството и необходимите допълнителни услуги. Приложен е подход за моделирането на почасовите профили на товара и на генериращите мощности с отчитане на приоритетното диспечирание на ВЕИ и когенерации и с прогнози за ценовото позициониране на останалите централи.

Необходимите резерви за гарантиране на сигурността на ЕЕС са в съответствие с Правилата за управление на ЕЕС. Наличието на дефицити в региона, маркирано в точка 4.2, предполага страната ни да обезпечи необходимите резервни мощности от собствени източници (производство, потребление и съхранение на електроенергия), което налага предприемане на стъпки за **обезпечаване на резервните мощности приоритетно от собствени източници с отчитане на възможностите за регионалното сътрудничество.**

Резултатите от оценката за работата на ЕЕС за 2030 г. при споменатите предпоставки, допускания и моделиране за всяка от прогнозите за развитие на крайното нетно електропотребление са обобщени в Таблици 15 и 16.

Таблица 15. Приложимо сечение на структурата на електропотреблението при умерен сценарий на крайно електропотребление

Структура на нетното електропотреблението, GWh	
Крайно електропотребление	29 895
Технологични разходи, в т.ч.:	3 116
<i>пренос на електроенергия</i>	709
<i>разпределение на електроенергия</i>	2 407
Работа на ПАВЕЦ в помпен режим	1 088
Участие на промишлени товари за балансиране надолу	26
Участие на промишлени товари за балансиране нагоре	0
ОБЩО	34 125

Източник: Прогнози на БАН (2030 г.).

Таблица 16. Приложимо сечение на структурата на електропроизводството, задоволяващо умерен сценарий на крайно електропотребление

Структура на нетното електропроизводство, GWh	
АЕЦ	15 512
Кондензационни централи	6 135
ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК, в т.ч.:	3 162
ВЕЦ	2 411
ПАВЕЦ	751
Приоритетно диспечирани ВЕИ и ко-генерации, в т.ч.:	9 316
ВяЕЦ	2 967
ФЕЦ	2 008
МВЕЦ	833
Биомаса	505
Топлофикации	1 866
Заводски ко-генерации	1 137
ОБЩО	34 125

Източник: прогнози на БАН (2030 г.).

Обобщените резултати за анализирания сценарий за развитие на електропроизводствените мощности и прогнозата за ръст на дела на ВЕИ са представени в Таблица 17.

Таблица 17. Матрица на сценариите за задоволяване на вътрешното потребление на електрическа енергия

		Сценарии за потребление на електрическа енергия в страната		
		Песимистичен – нисък ръст на потребление	Среден – умерен ръст на потребление	Оптимистичен – висок ръст на потребление
Сценарии за наличие на производствени мощности от Дейност П	Оптимистичен – налични в експлоатация 3200 MW ТЕЦ на въглища към 2040 г. ⁽¹⁾	Задоволява изцяло вътрешното търсене; Потенциал за износ ≤ 15.1 TWh годишно	Задоволява изцяло вътрешното търсене; Потенциал за износ ≤ 14 TWh годишно	Задоволява изцяло вътрешното търсене; Потенциал за износ ≤ 12.8 TWh годишно
	Референтен – налични в експлоатация 1600 MW ТЕЦ на въглища към 2040 г. ⁽²⁾	Балансира вътрешното търсене; Потенциал за износ ≤ 10.1 TWh годишно до 2035 г., след това до 5 TWh годишно извън зимните месеци.	Балансира вътрешното търсене; Потенциал за износ ≤ 9 TWh годишно до 2035 г., след това до 5 TWh годишно извън зимните месеци.	Балансира вътрешното търсене; Потенциал за износ ≤ 8 TWh годишно до 2035 г., след това до 5 TWh годишно извън зимните месеци.
	Песимистичен – няма налични ТЕЦ на въглища към 2035 г.	Недостиг на 400 MW през зимата след 2030 г. и недостиг⁽³⁾ на 1250 MW след 2035 г. Необходимост от нови базови⁽⁴⁾ мощности за гарантиране доставките на ел. енергия.	Недостиг на 500 MW през зимата след 2030 г. и недостиг⁽³⁾ на 1650 MW след 2035 г. Необходимост от нови базови⁽⁴⁾ мощности за гарантиране доставките на ел. енергия.	Недостиг ⁽³⁾ на 650 MW през зимата след 2030 г. и недостиг на 1650 MW след 2035 г. Необходимост от нови базови ⁽⁴⁾ мощности за гарантиране доставките на ел. енергия.
	Крайно песимистичен – няма налични ТЕЦ на въглища към 2030 г.	Недостиг ⁽³⁾ на 1250 MW от 2030 г. Необходимост от нови базови ⁽⁴⁾ мощности за гарантиране доставките на ел. енергия.	Недостиг ⁽³⁾ на 1650 MW от 2030 г. Необходимост от нови базови ⁽⁴⁾ мощности за гарантиране доставките на ел. енергия.	Недостиг ⁽³⁾ на 1650 MW от 2030 г. Необходимост от нови базови ⁽⁴⁾ мощности за гарантиране доставките на ел. енергия.

Забележки:

- (1) Не се изпълняват националните цели за намаляване на CO₂ емисиите след 2030 г.
- (2) Задоволява вътрешното търсене при средни климатични условия през зимата след 2035 г.
- (3) За осигуряване на сигурната работа на ЕЕС е необходимо да се обяви процедура за нови маневрени мощности от блокове със средна единична мощност, предоставящи допълнителни услуги (резерви за първично и вторично регулиране), както и с възможности за изменение на натоварването в денонощен, седмичен и сезонен разрез.
- (4) Възможно е участието на базови мощности в предоставянето на услуги, от 420 до 1650 MW.

Източник: собствени изчисления.

В Таблица 18 са определени необходимите нови генериращи мощности от кондензационни централи при различните им сценарии за развитие и прогнози за електропотребление. Те формират основните за изпълнение на **стратегическата цел за гарантиране сигурността на доставките, чрез поддържане на балансиран микс от базови и маневрени мощности** при планиране на развитието на електроенергетиката на страната.

Таблица 18. Налични и необходими нови генериращи мощности от кондензационни централи при различните им сценарии за развитие и прогнози за електропотребление

Показатели		Сценарии за електропотреблението по години						
		2030			2040			
		Минимален	Умерен	Максимален	Минимален	Умерен	Максимален	
Сценарии за генериращите мощности	Оптимистичен	Налични кондензационни централи, MW	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200
		Необходими нови мощности в кондензационни ЕЦ, MW, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0
		Необходими нови маневрени мощности - бруто, MW	0	0	0	0	0	0
		Необходими нови базови мощности - бруто, MW	0	0	0	0	0	0
		Необходими нови базови мощности - нето, MW	0	0	0	0	0	0
	Референтен	Налични кондензационни централи, MW	2 500	2 500	2 500	1 600	1 600	1 600
		Необходими нови мощности в кондензационни ЕЦ, MW, в т.ч.:	0	0	0	0	550	1 250
		Необходими нови маневрени мощности - бруто, MW	0	0	0	0	70	50
		Необходими нови базови мощности - бруто, MW	0	0	0	0	480	1 200
		Необходими нови базови мощности - нето, MW	0	0	0	0	450	1 120
	Песимистичен	Налични кондензационни централи, MW	1 850	1 850	1 850	0	0	0
		Необходими нови мощности в кондензационни ЕЦ, MW, в т.ч.:	0	0	300	1 250	2 150	2 850
		Необходими нови маневрени мощности - бруто, MW	0	0	0	1 250	1 650	1 650
		Необходими нови базови мощности - бруто, MW	0	0	300	0	500	1 200
		Необходими нови базови мощности - нето, MW	0	0	280	0	470	1 120
	Крайно песимистичен	Налични кондензационни централи, MW	0	0	0	0	0	0
		Необходими нови мощности в кондензационни ЕЦ, MW, в т.ч.:	1 150	1 600	2 150	1 250	2 150	2 850
		Необходими нови маневрени мощности - бруто, MW	1 150	1 180	1 200	1 250	1 650	1 650
		Необходими нови базови мощности - бруто, MW	0	420	950	0	500	1 200
		Необходими нови базови мощности - нето, MW	0	390	880	0	470	1 120

Изводите от анализите извеждат рамките за планиране на мерки и действия в **хоризонта до 2030 г.**, които да удовлетворяват поставените стратегически цели.

Изводи:

- При оптимистичен и референтен сценарии на производствените мощности не съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление при нито един от сценариите за електропотребление за 2030 г. Същото важи и за песимистичния сценарий на електропроизводство, но при минимален и референтен сценарии на електропотреблението. При крайно песимистичния сценарий съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление за 2030 г.
- През голяма част от часовете на годината мощностите на кондензационните електрически централи, освен АЕЦ, ще бъдат активирани по цена за балансиране, чрез редиспечирание от оператора на ЕЕС с цел осигуряване на резерви за първично и вторично регулиране. ВЕЦ и ПАВЕЦ на „НЕК“ ЕАД ще бъдат основен балансър на ЕЕС.
- При крайно песимистичния и песимистичния сценарии съответно още през 2026 и 2030 г. са налице проблеми с покриване на вътрешното електропотребление, а след 2030 г. ЕЕС през повече от 6000 часа годишно не може да бъде балансирана, дори при принудена работа на ВЕЦ и ПАВЕЦ.
- Възможните алтернативи за решаване на проблемите за осигуряване на маневрени мощности за покриване на вътрешното електропотребление и осигуряване на

необходимите резерви на ЕЕС са изграждане на нови кондензационни централи с маневрени характеристики.

- Специално внимание изисква планирането на широко използване на газо-паровите централи за електропроизводство, тъй като интензивното използване на природен газ, и при сегашните ограничени възможности за резервиране, поставя страната в зависимост от един доставчик. Това предполага необходимост от предоговаряне на планираните годишни количества за доставка на природен газ, ако това е възможно, респ. увеличаване на цената на суровината, а оттам и разходите за електропроизводство. Отчитайки поуките от газовата криза през зимата на 2009 г., използването само на централи на газ за покриване на вътрешното електропотребление и осигуряване на необходимите резерви на ЕЕС поставя в изключителна зависимост, респ. риск, страната от доставките на единствен доставчик и липса на диверсификация на енергийните доставки.
- Участието на базови мощности, включително на ядрените мощности, е обвързано с производствената цел да постигнат максимална часова използваемост, за да се оптимизират разходите. При наличие на приоритетно диспечирани ВЕИ и ко-генерации, ограничени възможности за маневреност на ядрената мощност води нуждата от ограничения на производството в някои периоди с ниско електропотребление през пролетно-летния сезон.

Оптималното използване на ВЕИ, като собствен ресурс, изисква съобразяване с икономическите показатели на целия спектър от възможни енергопроизводствени инсталации. Чрез отчитане на зрелостта на технологиите и ограничаване на ценовия натиск от ВЕИ може да се постигне:

- определяне на пътищата за повишаване на дела на ВЕИ в крайното електропотребление с хоризонт 2050 г. на база на задълбочен пазарен и технологичен анализ за оценка на актуалните технологии и концепции за интеграция на ВЕИ на местно ниво, който да се осъществи в периода 2022-2024 г. при следваща актуализация на Стратегията;
- обосноваване на приоритета при планиране на научноизследователските и развойни дейности в областта на нови технологии за енергопроизводство и потребление при програмиране на финансиране по Оперативни програми и аналогични инструменти.

За постигане на високо конкурентен електроенергиен сектор при максимално използване на изградена инфраструктура, производствени мощности и местни ресурси, е необходимо да се изведе като приоритет развитие и прилагане на новите технологии. Този приоритет трябва да се ориентира към пълноценно сътрудничество с научните звена и при използване на ресурси, залагани в стратегията на Енергийния съюз за изследователска дейност, иновации и конкурентоспособност.

Изборът на предпочитан сценарий за развитие на мощностите с отчитане на външната среда е важна стратегическа задача, която ще определи приоритетите за мерки и действия. Независимо от избрания сценарий, обаче, редица мерки и действия трябва да бъдат планирани, или тяхното продължаващо изпълнение да бъде подкрепено, така че да се осигури устойчивото развитие в сектора с хоризонт 2030 г.

Като се изхожда от **Стратегическа цел 2** за устойчиво използване на местните енергийни ресурси, предприеманите действия трябва да включват:

Мерки:

- Прилагане на ефективна верига на производства: от добива на въглища до продажбата на електрическа енергия.
- Планиране и реализация на ВЕИ проекти, с отчитане на спецификата на наличните технологии и местните дадености.
- Разработване на стимули за насърчаване използването на ВЕИ за отопление и охлаждане в индустрията и домакинствата след 2020 г.
- Извършване на технологичен и пазарен анализ през 2022-2024 г. за оценка на актуалните технологии и концепции за увеличаване на дела на ВЕИ в крайното енергопотребление с хоризонт 2050 г.
- Продължаване на търсенето и проучванията за находища на газ и нефт на българска територия.

Стратегическа цел 5 за изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар, в допълнение на предложените мерки в т.4, налага подобряването на икономическите показатели за използване на местните лигнити и на ВЕИ мощностите, чрез:

Мерки:

- Оптимизация на оперативните разходи при добива на първични енергийни ресурси в хоризонта на сега действащия концесионен договор на Мини Марица Изток до 2043 г.
- Синхронизиране на производствения капацитет на мините и потребностите от въглища на генериращите мощности в „Марица изток”.
- Привеждане в съответствие сроковете на експлоатация на генериращите мощности със запасите от въглища в рудничните полета, с оглед ограничаване на транспортните разходи и избягване на кръстосаните товаропотоци.
- Депониране на твърдите отпадъци от ТЕЦ „Ей И Ес – 3С Марица-изток 1” във вътрешните насипища на рудниците.
- Пълно оползотворяване на отпадъците от пепелина и гипс от дейността на електроцентралите.
- Въвеждане на механизми за излизане на пазара на всички ВЕИ производители, като се спазват рамковите условия за предоставени преференции на съществуващите централи.

Продължаване на устойчивото използване на ядрената енергия за мирни цели изисква прилагане на **мерки**, като:

- Поддържане на високо ниво на безопасност при експлоатация на ядрени съоръжения и управление на радиоактивните отпадъци.
- Допускане на опцията за диверсификация на горивото, чрез провеждане на конкурси между доставчици.
- Приемане на пътна карта за избор на национално решение на погребване на високоактивни отпадъци и отработено ядрено гориво.
- Кадрово обезпечаване на производствения и административен апарат.

Обвързването на **Стратегическа цел 2** за използване на местни ресурси със **Стратегическа цел 3** за декарбонизация извежда необходимостта от следните **мерки**:

- Усъвършенстване на технологията на рекултивиране с фокус върху улавяне на въглеродния диоксид, емитиран в атмосферата от действащите в региона електроцентрали.
- Използване на естествените механизми за компенсиране на CO₂ емисиите – пълноценно залесяване при рекултивация.
- Прилагане на концепцията за циклична икономика: управление на отпадните продукти чрез рециклиране и депониране на мястото на добива, и приключване на промишлената дейност със „зелена поляна“.

Съгласно **Стратегически цели 2 и 3**, оптималното използване на ВЕИ като собствен ресурс включва развитие на специфични подходи, насочени към конкретни технологии, включително следните **мерки**:

- Повишаване на дела на ВЕИ в крайното електропотребление с хоризонт 2030 г.
- Продължаване на проекти за усвояване на местен хидроенергиен потенциал.
- Развитие на потенциала на биомасата и отпадните суровини за електропроизводство.
- Планиране на заместване на излизачи от експлоатация слънчеви и вятърни централи, след изтичане на техните сегашни договори, с по-модерни инсталации.
- Извеждане на приоритета за децентрализирано енергоснабдяване при използването на слънчевата и геотермална енергия.
- Разработване на алтернативи за насърчаване на използването на ВЕИ за отопление и охлаждане в индустрията и домакинствата след 2020 г.

Съгласно **Стратегически цели 1 и 5**, развитието на производствена инфраструктура, която гарантира местно производство на електрическа енергия на конкурентни цени, изисква следните **мерки**:

- Предприемане на стъпки за финансово стабилизиране на основните дружества в сектора, преди окончателното осъществяване на либерализацията на пазара.
- Повишаване на ефективността на търговската политика при реализация на електрическата енергия в условията на свободен пазар.
- Ограничаване на държавните помощи в сектора на електропроизводството и насърчаване на инвестиционните инициативи, които са базирани на пазарен принцип.
- Предприемане на стъпки за привличане на инвестиционен интерес за изграждане на нови електрогенериращи мощности, които да осигурят електроенергийния баланс в дългосрочен хоризонт.
- Осигуряване на високо квалифициран персонал за работещите мощности и социална защита, при необходимост от закриване на дейности.
- Развитие на програми за проучвателна и научно-приложна дейност за усвояване и внедряване на перспективни нови технологии в областта на производството на електрическа енергия и свързаността с потребителите.

Съгласно **Стратегическа цел 1** за осигуряване на устойчиво управление на ЕЕС се включват следните **мерки**:

- Осъществяване на иновативни мерки за повишаване на ефективността на управление на ЕЕС.
- Премахване на всички нормативни, регулаторни и бюрократични бариери пред съществуващите и иновативните пазарни и технологични възможности за балансиране на ЕЕС, както при недостиг, така и при излишък, в т.ч. прехвърляне на част от финансовата отговорност за осигуряване на третичен резерв от производителите към потребителите, чрез оптимизиране на наложените от КЕВР пределни цени за балансиране.
- Внос/износ на електроенергия, чрез регионалните борси (за следващ ден и в рамките на деня) и/или регионален балансиращ пазар. Обединението на регионално ниво на електроенергийните пазари повишава сигурността на доставките, тъй като, от една страна, пазарните участници имат възможността в рамките на деня да оптимизират своето енергийно портфолио, а от друга, операторът на ЕЕС може да ползва регионалния балансиращ пазар в реално време.
- Презграничното споделяне на резервни мощности и/или координирано взаимно компенсиране на системните небаланси са в съответствие с правилата за балансиране на ENTSO-E. Създаването на общ регионален контролен блок за централизирано оперативно управление с цел интегриране на ВЕИ гарантира сигурността на обединените ЕЕС на по-високо йерархично ниво.

6. Електроенергийни системи в региона

6.1 Оценка на обединените електроенергийни системи в региона

Факторите за развитие на електропреносните системи в региона произтичат от целите на ЕС в сектора „Енергетика”, т.е. сигурност на доставките, интеграция в единен енергиен пазар и намаляване на въздействието върху околната среда посредством използване на ВЕИ и енергийна ефективност. Тъй като секторът се развива много динамично през последните години след масовото навлизане на ВЕИ, както и на въвеждането на пазарни механизми, това до голяма степен промени условията за управление на обединените електроенергийни системи в цяла Европа.

На територията на България ще бъдат изпълнени четири проекта, които повишават стойностите на преносните способности (NTC – Net Transfer Capacity) за износ от страната и за транзит през страната в посока север-юг. Очаква се те да бъдат изградени най-късно до 2024 г., като реализацията им ще доведе както до подобряване на сигурността на ЕЕС на България, така и до увеличение на възможностите за износ/внос. В средносрочен план **България ще има значителен по размер свободен междусистемен капацитет за пренос**, който значително надвишава възможностите на българските генериращи източници за износ на електроенергия, след покриване на вътрешното електропотребление. Този капацитет може да се използва както за износ от нови мощности на територията на страната, така и за внос или транзит от мощности в региона. **С изграждането на регионалните пазарни обединения на преден план излизат въпросите за конкурентно задоволяване на търсенето в региона, което изисква освен оценка на потенциала на производствените мощности в България и оценка на тези в региона.**

Енергийната система на страните в региона е доминирана от въглищни централи (особено на лигнитни въглища), следвани от водноелектрически централи, както и

значимо наличие на маневрени газови централи. Планове за развитие на нови електрогенериращи мощности има във всички страни в региона, но тяхната реализация не може да се приеме като даденост, поради което е изготвен модел на регионален товаров профил и анализ на възможните варианти за покриване на прогнозното регионално търсене, чрез реализация на различни проекти на нови мощности в региона.

За нуждите на анализа са моделирани почасовите профили на електроенергийните системи в региона, който обхваща страните Унгария, Румъния, Гърция, Сърбия (вкл. Косово), Босна и Херцеговина, Македония и Черна гора. **По този начин може да бъде оценен приноса на България, който тя би имала в задоволяване на електроенергийните нужди на така формирания регион при различни сценарии за развитие.** Умереният сценарий за развитие на електропроизводствените мощности към 2030 г. предполага те да достигнат общо 59 ГВт (вж. Таблица 19).

Таблица 19. Производствени мощности в региона

2030	Унгария	Румъния	Гърция	Сърбия и Косово	Албания	Македония	Босна и Херцеговина	Черна гора	ОБЩО
АЕЦ	4400	1298	0	0	0	0	0	0	5 698
ТЕЦ на въглища	206	5472	1 967	2 697	97	237	618	207	11 501
ТЕЦ на газ	2 777	4 661	5 062	0	0	0	0	0	12 500
ТЕЦ на петрол	0	0	2 022	0	0	0	0	0	2 022
ВЕЦ язовирни	29	4 000	3 413	404	1 026	0	584	162	9 618
ВЕЦ течащи води	28	2 644	0	1 991	0	109	0	0	4 772
ПАВЕЦ	0	1 000	0	0	0	0	0	0	1 000
ВяЕЦ	863	2 931	3 505	70	0	80	26	0	7 475
ФЕЦ	110	1 296	2 605	70	0	80	27	0	4 188
Биомаса	304	92	52	0	0	4	27	0	479
ОБЩО	8 717	23 394	18 626	5 232	1 123	510	1 282	369	59 253

За страните от Европейския съюз са използвани прогнозите за електропотреблението на ЕК (2016). За останалите страни са ползвани наличните прогнози на националните власти, а при липса на такива са използвани прогнозите на БАН. Тези прогнози включват освен крайното електропотребление и техническите загуби (вж. Таблица 20).

Таблица 20. Електропотребление в региона, в ГВтч

2030	Унгария	Румъния	Гърция	Сърбия и Косово	Албания	Македония	Босна и Херцеговина	Черна гора	ОБЩО
Крайно нетно електропотребление, GWh	43 015	51 078	50 502	42 783	9 269	9 084	14 070	4 410	224 211

Разработената в Междинен доклад 1 прогноза показва, че при умерения прогнозен сценарий след 2025 г. регионът ще изпитва дефицити на електроенергия между 23.5 и 24.8 ТВтч, въпреки че потреблението на електроенергия като цяло ще нараства бавно. Този дефицит е по-голям с отчитане на прогнозите за Турция.

В тази част са представени детайлизация на техническите режими на работа на централите в обща регионална електроенергийна система, като целта е да се установят критични сечения на взаимодействие при специфични режими на работа. Моделът представя реалистична картина за задоволяване на търсенето в дефинирания регион за 2030 година при един конкретен сценарий и служи за технически анализ и в по-ограничена степен за пазарен анализ.

На базата на комплексния анализ в Междинен доклад 1 е направено заключението, че посочения дефицит към 2030 г. на електроенергия в региона (без Турция) може да бъде покрит от нова базова мощност с минимум 1500 MW капацитет, която може да бъде и ядрена мощност. Дефицита в следващите

прогнозни периоди расте, което обуславя нуждата от планиране на по-високи базови капацитети в хоризонта до 2050 г.

6.2 Основни предпоставки и допускания и описание на модела

- Базова година е 2015 г.
- Прогнозна година е 2030 г.
- Регионът ще се разглежда като обединение на електроенергийни системи в общ регионален контролен блок за управление без вътрешни ограничения в мрежите (общ пазар) и изолирано от съседните му електроенергийни системи (без междусистемен обмен с тях).
- Не е предвидено участие на промишлени товари в балансирането на регионалния блок.
- Собствените нужди са приспаднати от инсталираните мощности.
- Прието е продължаване на приоритетното диспечиране на някои видове електропроизводство (ВЕИ и ко-генерации) и ценовото позициониране на останалите централи (ВЕЦ-подязовирни, АЕЦ и останалите кондензационни централи на въглища и газ). Поради маневреността си ВЕЦ-подязовирни ще се позиционират основно в часовете с най-голямо търсене (максимални дневни товари), като ще бъдат ползвани и за редиспечиране на регионалния контролен блок с цел осигуряване на сигурността.
- Приета е 1.5% аварийност при съществуващи АЕЦ и 5% за останалите централи, работещи на пазарен принцип.

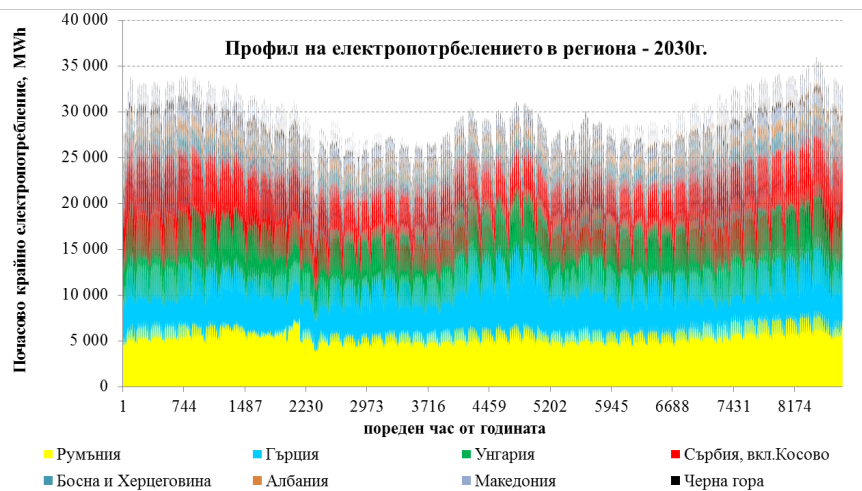
Моделирането на почасовите профили на отделните електроенергийни компоненти е осъществено по следния начин:

- Необходимите резерви за гарантиране на сигурността⁴⁵ на регионалния контролен блок и моделирането им:
 - резерв за първично регулиране +/-325 MW:
 - ✓ от работещи кондензационни блокове;
или ако е недостатъчно
 - ✓ от ВЕЦ-подязовирни, предполагащо принудена работа в малките часове на денонощието, отново чрез редиспечиране през балансиращия пазар от страна и за сметка на операторите на електропреносни мрежи, който ще плати на ВЕЦ по цена за балансиране нагоре, а някоя друга централа ще бъде разтоварена при цена за балансиране надолу;
 - резерв за вторично регулиране +/-380 MW и резерв за покриване на колебанията на ВяЕЦ и ФЕЦ (поради липса на регионални изследвания се ползва екстраполация от Фигура 8 на Приложение II.2 към Междинен доклад 1) през 95% от годината +/-985 MW или общо +/-1365 MW – предоставян от работещи ТЕЦ на въглища и/или на газ и/или ВЕЦ-подязовирни;

⁴⁵ ENTSO-E, Operational Handbook, Policy 1 and Annex 1

- бърз третичен резерв за възстановяване на резервите за първично и вторично регулиране – 1690 MW;
- бавен третичен резерв от 1450 MW, предоставян от ТЕЦ на въглища и/или газ за покриване отпадането на блок 1200 MW в АЕЦ.
- Използвана е оптимална годишна ремонтна програма.
- Използван е почасовия профил на товара на всяка една от страните⁴⁶ за 2015 г. и е екстраполиран до прогнозата за крайното нетно електропотребление за 2030 г., както графично е представено на Фигура 13.

Фигура 13. Профил на електропотреблението в региона към 2030 г.



Приоритетното диспечериране на някои видове ВЕИ предпоставя първоначалната оценка на тяхната работа. За тази цел са използвани почасовите профили на производството от биомаса и ВЕЦ на течащи води от 2015 г. за страните от Европейския съюз⁴⁷ и са екстраполирани до годишно производство за 2030 г. спрямо часовата им използваемост и прогнозните инсталирани мощности от Таблица 19. За страните от Западните Балкани за всеки тип производство е използван осреднен профил с коефициенти на тежест според инсталираната мощност на всяка от страните на Европейския съюз. Използвани са почасовите коефициенти на натоварване⁴⁸ (scarcity factor) за ФЕЦ и ВяЕЦ от 2015 г. и са умножени по прогнозните инсталирани мощности от Таблица 19.

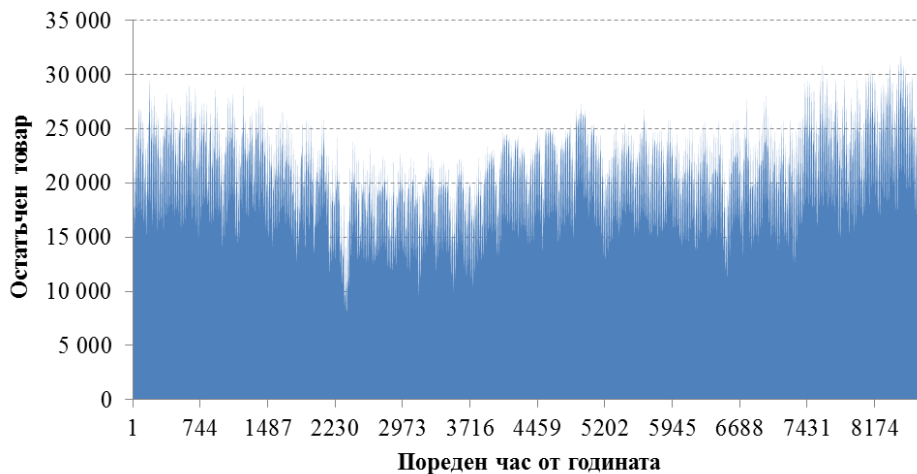
За нуждите на анализа е изведен параметърът на остатъчния товар за покриване от конвенционалните електрически централи, който се получава като от общия профил на товара в региона се извади профила на ВЕИ, а резултатът графично е представен на Фигура 14.

⁴⁶ ENTSO-E, MAF_market_modelling_data, 2016

⁴⁷ ENTSO-E, Transparency platform.

⁴⁸ ENTSO-E, Pan-European Climate Database (PECD).

Фигура 14. Участие на конвенционалните централи в региона за покриване на остатъчния товар



За запълване на остатъчния товар са допуснати следните приоритети за работа на конвенционални централи, както са отчетени техните прогнозни производствени цени:

- АЕЦ съществуващи блокове в Унгария и Румъния.
- АЕЦ Пакш – разширение, поради достъпа до безлихвен финансов ресурс, възможността за използване на част от печалбата на съществуващите мощности за финансиране и не на последно място от гарантираната държавна подкрепа, одобрена от ЕК (06.03.2017 г.).
- ВЕЦ-подязовирни при нормално влажна година и 75% обезпеченост на комплексните язовири. Поради маневреността си те ще работят основно в покриване на максималните товари.
- Кондензационни електрически централи на въглища.

Реализацията на стратегически варианти у нас и в региона е оценена като надстройка към производството на изброените по-горе групи централи за допълване на остатъчния товар, и са оценени следните **алтернативи**:

- **базов вариант** – без реализация на нови производствени мощности;
- възможности за внос при реализиране на **оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България** при референтна прогноза за крайното електропотребление на България;
- реализиране на **един блок в АЕЦ „Белене” или АЕЦ „Козлодуй”**;
- реализиране на **втори блок в АЕЦ „Белене”**;
- разширение на **АЕЦ „Черна вода” (Румъния) с два нови блока**.

При недостиг на производствени мощности за допълване на остатъчния товар са използвани данни за електрически централи на газ, а електрически централи на петрол са предвидени само при екстремални застудявания.

Симулативни резултати

Резултатите от работата на ЕЕС при посочените предпоставки, допускания и моделиране са следните за всеки от алтернативните варианти за покриване на дефицита:

Базов вариант без реализация на нови производствени мощности

При този вариант не се налага допълнително балансиране на регионалния контролен блок с ПАВЕЦ в България, а ползването на нова ПАВЕЦ в Румъния е недостатъчно, както е посочено в Таблица 21.

Таблица 21. Структура на електропотреблението в региона при общо допускане

Структура на електропотреблението, GWh	
Крайно електропотребление	224 211
Работа на ПАВЕЦ (Румъния) в помпен режим	8
ОБЩО	224 219

Разгледани са два подварианта за работа на ТЕЦ на газ, при които се променя структурата на електропроизводството, а именно:

- При средностатистическо натоварване (референтна страна Румъния 1956 часа през 2015 г. или 22.3% натоварване на мощностите).
- Максимална работа.

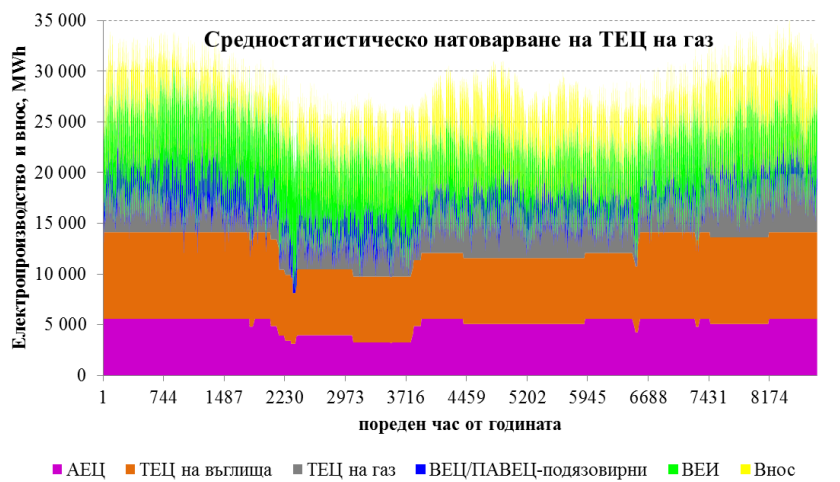
Таблица 22. Подвариант Средностатистическо натоварване на ТЕЦ на газ

Структура на електропроизводството, GWh	
АЕЦ Черна вода	11 652
АЕЦ Пакш - стара част	14 973
АЕЦ Пакш - разширение	17 565
ВЕЦ/ПАВЕЦ - подязовирни	17 570
ТЕЦ на въглища	65 716
ТЕЦ на газ	25 000
ВЕИ, в т.ч.:	46 474
ВяЕЦ	18 153
ФЕЦ	5 548
ВЕЦ на течащи води	19 867
Биомаса	2 906
ОБЩО	198 950
Необходим внос	25 269

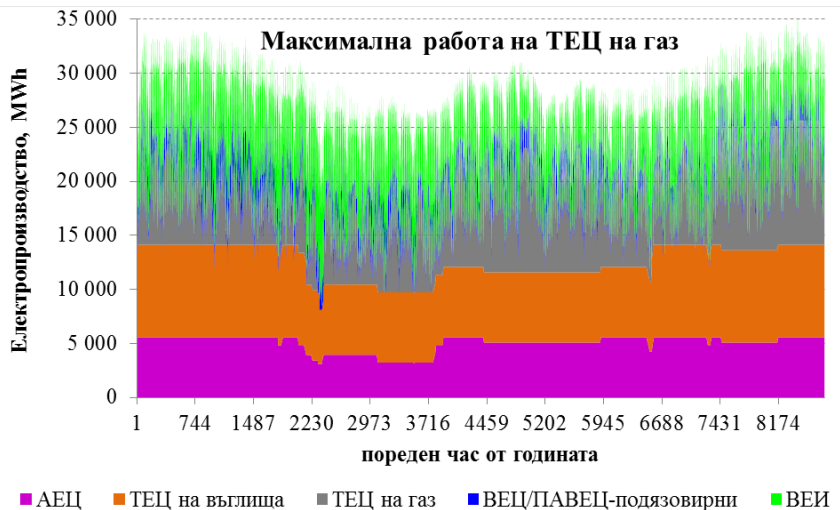
Таблица 23. Подвариант Максимална работа

Структура на електропроизводството, GWh	
АЕЦ Черна вода	11 652
АЕЦ Пакш - стара част	14 973
АЕЦ Пакш - разширение	17 565
ВЕЦ/ПАВЕЦ - подязовирни	17 570
ТЕЦ на въглища	65 716
ТЕЦ на газ	50 269
ВЕИ, в т.ч.:	46 474
ВяЕЦ	18 153
ФЕЦ	5 548
ВЕЦ на течащи води	19 867
Биомаса	2 906
ОБЩО	224 219

Фигура 15. Профил на електропотребление при участие на ТЕЦ на газ



Фигура 16. Профил на електропотребление при участие на ТЕЦ на газ, при максимална работа



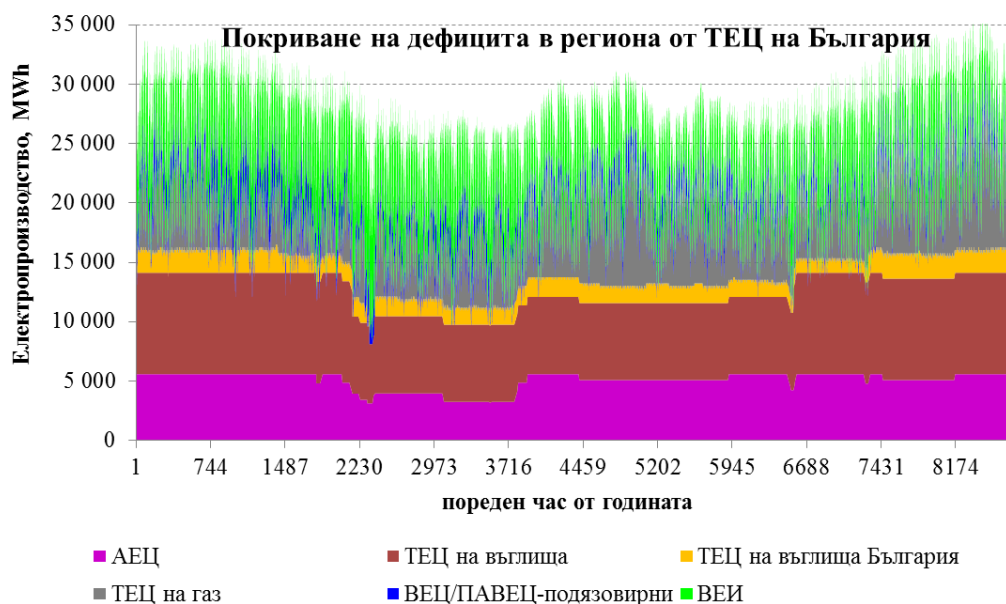
Оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България

Структурата на електропотреблението се запазва същата като при базовия вариант без реализация на нови производствени мощности (Таблица 21), респ. и при този вариант също не се налага допълнително балансиране на регионалния контролен блок с ПАВЕЦ в България. Оценени са възможностите за задоволяване на регионалния контролен блок, чрез неоползотворената за нуждите на вътрешния пазар разполагаемост за производство при оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България. Допуснато е, че цената на ТЕЦ на въглища в България е по-ниска от тази на съществуващите ТЕЦ на газ в региона. При това положение са оценени максималните възможности за износ от България към региона.

Таблица 24. Структура на електропроизводство при сценарий с ТЕЦ на въглища

Структура на електропроизводството, GWh	
АЕЦ Черна вода	11 652
АЕЦ Пакш - стара част	14 973
АЕЦ Пакш - разширение	17 565
ВЕЦ/ПАВЕЦ - подязовирни	17 570
ТЕЦ на въглища	65 716
ТЕЦ на въглища - България	13 317
ТЕЦ на газ	36 952
ВЕИ, в т.ч.:	46 474
	<i>ВяЕЦ</i> 18 153
	<i>ФЕЦ</i> 5 548
	<i>ВЕЦ на течащи води</i> 19 867
	<i>Биомаса</i> 2 906
ОБЩО	224 219

Фигура 17. Задоволяване на електропотреблението при сценарий с ТЕЦ на въглища



Един нов блок в АЕЦ „Козлодуй” или АЕЦ „Белене”

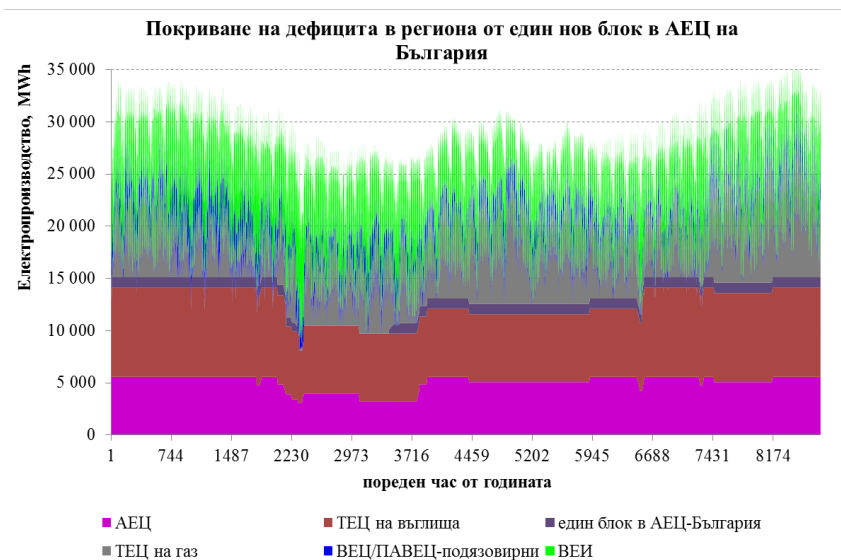
И при този вариант не се налага допълнително балансиране на регионалния контролен блок с ПАВЕЦ в България.

Допуснато е, че цената на един нов блок в АЕЦ „Белене” или АЕЦ „Козлодуй” ще е по-ниска от тази на съществуващите ТЕЦ на газ в региона. При това положение са оценени максималните възможности за износ от България към региона. Ако този ядрен блок се съчетае с неоползотворената за нуждите на вътрешния пазар разполагаемост за производство при оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България, то последните могат да реализират до 5.8 TWh износ допълнително към този на нов блок в АЕЦ. На Фигура 19 е представен годишният профил на натоварване на един блок в АЕЦ.

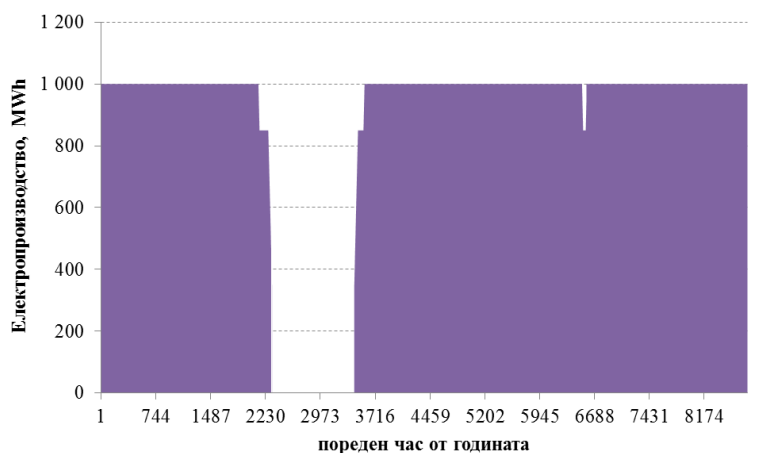
Таблица 25. Структура на електропроизводство при сценарий с един нов блок 1000 MWt

Структура на електропроизводството, GWh	
АЕЦ Черна вода	11 652
АЕЦ Пакш - стара част	14 973
АЕЦ Пакш - разширение	17 565
ВЕЦ/ПАВЕЦ - подязовирни	17 732
ТЕЦ на въглища	65 716
Един блок в АЕЦ-България	7 562
ТЕЦ на газ	42 769
ВЕИ, в т.ч.:	46 474
ВяЕЦ	18 153
ФЕЦ	5 548
ВЕЦ на течащи води	19 867
Биомаса	2 906
ОБЩО	224 443

Фигура 18. Задоволяване на електропотреблението при сценарий с един нов блок 1000 MWt



Фигура 19. Профил на производството с нов блок 1000 MWt

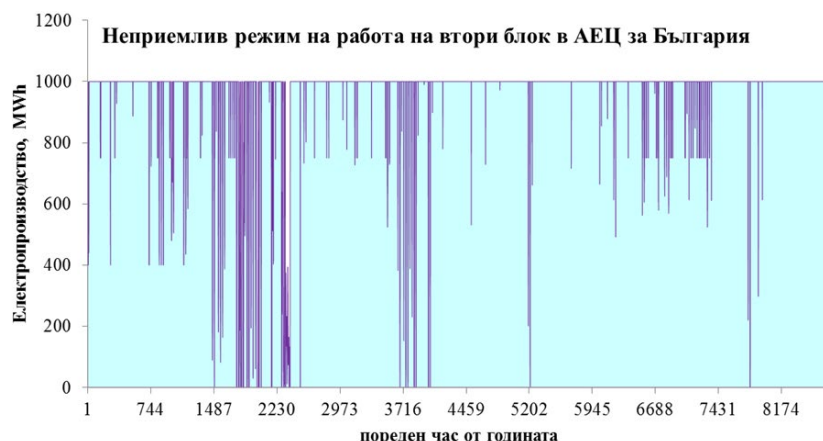


Втори блок в АЕЦ „Белене” допълнително към Вариант с един блок в АЕЦ „Белене”

За нуждите на балансирането в региона се включва и свободната/неоползотворената разполагаемост в помпен режим на ПАВЕЦ в България.

Въвеждане на втори блок в АЕЦ Белене към 2030 г. е свързано с преодоляване на редица предизвикателства при зададената в модела рамка за потребление и производство в региона: в модела не е включено потреблението в Турция, приет е сценария с умерен ръст на потреблението и сценария с оптимистично изпълнение на заложените проекти за нови мощности в региона, което минимизира необходимостта от внос на електроенергия. На Фигура 20 са показани технологичните предизвикателства при необходимост от диспечирание на блока в периоди с ниска консумация. Моделът показва възможни режими с бързи частични и пълни разтоварвания (в някои дни по два пъти), които са неприемливи режими за ядрена мощност. С постепенното намаляване на участието на ТЕЦ на въглища в микса, както и при увеличаването на потреблението в региона при всички сценарии, след 2030 г. участието на втория ядрен блок в регионалната система се подобрява, а в хоризонта 2040 г. и след това необходимостта от допълнителни базови капацитети расте.

Фигура 20. Профил на производството с два нови блока 1000 MW



Разширение на АЕЦ „Черна вода”

За нуждите на балансирането в региона се включва и свободната/неоползотворената разполагаемост в помпен режим на ПАВЕЦ в България при референтната прогноза за крайно електропотребление. По този начин общото електропотребление на ПАВЕЦ в България ще възлезе на 1609 GWh, от които 1000 GWh за балансиране на българската ЕЕС. Нарастването обаче на инсталираната мощност в АЕЦ над 1000 MW на отделен агрегат, води до интензивно използване на ПАВЕЦ. За ПАВЕЦ в Румъния се достига до проектния капацитет за акумулиране на енергия⁴⁹, почти с 2 TWh увеличение спрямо базовия вариант. На практика 20% от производството на разширението на АЕЦ „Черна вода” следва да се акумулира от ПАВЕЦ в Румъния по време на часовете с най-ниски пазарни цени.

⁴⁹ Румънско правителство, Департамент за инфраструктурни проекти и чуждестранни инвестиции. „Finding, designing and execution of the pumped storage hydroelectric power plant (PSHPP) in Tarnita-Lapustesti”.

Таблица 26. Структура на електропотреблението при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода”

Структура на електропотреблението, GWh	
Крайно електропотребление	224 211
Работа на ПАВЕЦ в помпен режим, в т.ч.:	2 741
ПАВЕЦ Румъния	2 132
ПАВЕЦ България за регион	609
ОБЩО	226 952

Допуснато е, че цената на двата нови блока в АЕЦ „Черна вода” ще е по-ниска от тази на ТЕЦ на газ в региона. При това положение са оценени максималните възможности за покриване на дефицита в региона. Оценени са нуждите от задоволяване на дефицита в региона, а след това е оптимизирана ремонтната програма и възможните от технологична гледна точка режими за разтоварване (Фигура 21).

Фигура 21. Профил на натоварване при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода”

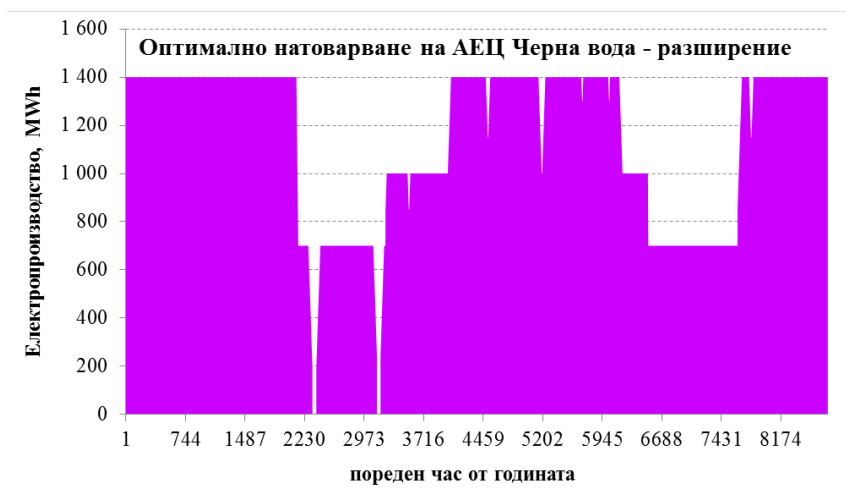


Таблица 27. Структура на електропроизводството при сценарий с два нови блока в АЕЦ „Черна вода”

Структура на електропроизводството, GWh	
АЕЦ Черна вода	11 652
АЕЦ Черна вода - разширение	10 091
АЕЦ Пакш - стара част	14 973
АЕЦ Пакш - разширение	17 565
ВЕЦ/ПАВЕЦ - подязовирни	19 062
ТЕЦ на въглища	65 716
ТЕЦ на газ	41 419
ВЕИ, в т.ч.:	46 474
ВяЕЦ	18 153
ФЕЦ	5 548
ВЕЦ на течащи води	19 867
Биомаса	2 906
ОБЩО	226 952

страни.⁵⁰ В тези периоди се налага редиспечирание на конвенционални мощности за покриване на минималните товари.

В продължение на гореизложеното, използваемостта на ПАВЕЦ в Румъния в помпен режим е изключително недостатъчна (едва 8 GWh), което прави този проект нерентабилен, ако не се използва за балансиране на нови базови мощности, при които липсва гъвкавост в електропроизводството в денонощен и седмичен разрез.

Вариант при оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България

При този вариант почти напълно се оползотворява свободната разполагаемост за производство от ТЕЦ на въглища в България, с изключение на някои периоди през пролетта (най-вече Великденски празници). Поради своята маневреност и гъвкавост, ТЕЦ на въглища в България могат да пласират електропроизводство за износ без необходимост от дългосрочни договори, а само следвайки пазарните цени в региона.

Електроенергийната сигурност на региона се гарантира напълно при нормални климатични условия, а интензивната използваемостта на ТЕЦ на газ намалява (под 3000 часова използваемост или под 34% натоварване на мощностите). При съчетание на екстремни зимни условия и отпадане на най-голямата производствена мощност, изводите остават непроменени като в предходния вариант, тъй като ЕЕС на България също изпитва проблеми с овладяване на баланса в тези периоди.

Използваемостта на ПАВЕЦ в Румъния в помпен режим остава същата.

Вариант с един нов блок в АЕЦ „Белене” или АЕЦ „Козлодуй”

При този вариант почти напълно се оползотворява разполагаемост за производство от един нов блок на АЕЦ в България, с изключение на някои периоди. Този вариант е съвместим с оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България, ако инвестициите в проекта предполагат по-ниска себестойност на произведената електроенергия от ТЕЦ. В противен случай, при оптимистичен сценарий за ТЕЦ на въглища в България, последните напълно ще запълнят възможностите за износ от страната.

Този вариант е в пълна конкуренция спрямо варианта с разширение на АЕЦ „Черна вода”. От технологична гледна точка, блок от 1000 MW се позиционира по-добре от два блока по 700 MW и незначително по-зле от един блок от 700 MW. От финансово гледна точка, трябва да се имат предвид инвестиционните разходи за 1 MW инсталирана мощност, преимуществото на постигнатите договорни условия за финансиране, срока на откупуване, наличието на вече съществуваща инфраструктура и т.н.

Електроенергийната сигурност на региона се гарантира напълно при нормални климатични условия, а интензивната използваемостта на ТЕЦ на газ намалява по слабо (под 3500 часова използваемост или под 40% натоварване на мощностите). При съчетание на екстремни зимни условия и отпадане на най-голямата производствена мощност, сигурността на региона е по-добре обезпечена, като значително се ограничава активирането на бавен третичен резерв.

⁵⁰ Унгария попада в тази група, ако католическият Великден съвпада с този на Православието.

Поради проблеми с балансирането на обединените в регионален контролен блок ЕЕС по време на Великденските празници, се налага ремонтната програма на този блок да се извършва през пролетта.

Използваемостта на ПАВЕЦ в Румъния в помпен режим отново е недостатъчна и близо десет пъти под проектната.

Вариант с втори блок в АЕЦ „Белене” допълнително към Вариант с един блок в АЕЦ „Белене”

Както бе споменато този режим на работа на втори ядрен блок за задоволяване дефицита в региона (без България и Турция), при умерената прогноза за електропотребление и оптимистични прогнози за изпълнение на плановете за нови мощности, не удовлетворява системните технологични изисквания и води до необходимост от търсене на пазарни решения в рамките на съседни региони, в т.ч. Турция. Това се вижда от модела, който показва възможни режими с бързи частични и пълни разтоварвания (в някои дни по два пъти), които са неприемливи режими за ядрена мощност. С постепенното намаляване на участието на ТЕЦ на въглища в микса, както и при увеличаването на потреблението в региона при всички сценарии след 2030 г., участието на вторият ядрен блок в регионалната система се подобрява, а в хоризонта 2040 г. и след това необходимостта от допълнителни базови капацитети расте, като след 2050 г. нуждата от мощности за България става определяща.

Вариант с два нови блока в АЕЦ „Черна вода”

При този вариант оползотворяването на пълната разполагаемост за производство е проблематично. Остават неоползотворени 0.5 TWh, а около 2 TWh следва директно да се акумулира, чрез ПАВЕЦ в Румъния и България. През няколко периода от годината се налагат частични разтоварвания, а през пролетта се налагат две пълни спирания на тези блокове, като при единия блок не е за целите на ремонт. Реализирането на само един нов ядрен блок в АЕЦ „Черна вода” кореспондира с изводите на Варианта с един нов блок в АЕЦ „Белене” или АЕЦ „Козлодуй”.

Реализирането на два нови блока в АЕЦ „Черна вода” без изграждането на ПАВЕЦ в Румъния кореспондира с още по-ниска реализация на електропроизводството, близка до тази на един 1000 MW ядрен блок.⁵¹ Този вариант е конкурентен на варианта с един нов блок в АЕЦ в България.

Електроенергийната сигурност на региона се гарантира напълно при нормални климатични условия, а интензивната използваемост на ТЕЦ на газ намалява по-слабо (около 3460 часова използваемост или под 40% натоварване на мощностите). При съчетание на екстремни зимни условия и отпадане на най-голямата производствена мощност, сигурността на региона е по-добре обезпечена, като не е необходимо активирането на бавен третичен резерв.

Използваемостта на ПАВЕЦ в Румъния в помпен режим се изчерпва, като е необходимо допълване с ПАВЕЦ в България.

⁵¹ Конкурентостта на проектите за ПАВЕЦ в Румъния и два нови блока в АЕЦ „Черна вода” би се подобрила, ако те се управляват като общ проект с общ инвеститор.

Изводи

- С цел гарантиране на сигурността на доставките в региона, задоволяване на електроенергийните потребности при умерен сценарий, минимизиране на потенциалните рискове с прекъсване на доставките на първични енергийни ресурси, респ. диверсификация, е целесъобразно да се търсят възможности за изграждане на други нови електропроизводствени мощности. Липсата на нови проекти ще обуславя необходимостта от внос на електроенергия от други региони.
- Новите допълнителни мощности може и да не са гъвкави и маневрени от технологична гледна точка, но ако са такива, то те биха отговорили по-адекватно на динамиката на конкурентния пазар без необходимост да гарантират електропроизводството си с дългосрочни договори.
- Оптималното задоволяване на дефицита в региона би могло да се постигне при работа на ТЕЦ на въглища в България, с отчитане на оптимистичния си сценарий за развитие. Те са и най-гъвкави при пазарното си позициониране, но крият рискове поради повишаващите се изисквания към екологичните норми.
- Границата от 1000 MW, като единична мощност, е критична по отношение на интегрирането на един нов ядрен блок в региона, от гледна точка на управление на електроенергийните потоци. Над тази граница трябва да се търсят възможности за работа в рамките на по-голям пазар извън разглеждания регион, което може да се постигне с частична реализация на електропроизводството, например в Турция.
- Изграждането на ПАВЕЦ в Румъния е целесъобразно само при преминаване на критичната бариера от 1000 MW на нови ядрени блокове.

Осигуряването на електроенергийната сигурност при дългосрочното планиране на развитието на електроенергийни мощности изисква допускане на периоди със значим износ в региона и последващи периоди на приоритетно задоволяване на вътрешното търсене.

7. Обобщено представяне на националните стратегически цели и мерки до 2030 г.

Изведените мерки в отговор на направените изводи в анализа на електроенергийния сектор на България са идентифицирани по отношение на стратегическите и техните специфични цели, което е отразено подробно в схемата на националните стратегически цели в електроенергетиката.

В Националната стратегия трябва да се изведат стратегически цели, които са подчинени на следната *генерална цел*:

Постигане на национална енергийна сигурност, базирана на високотехнологична, балансирана, устойчива и адаптивна електроенергийна система, която използва ефективно националния енергиен потенциал, гарантира достъпна електроенергия и благоприятства конкурентоспособността на икономиката.

Генералната цел отчита целите на Европейския енергиен съюз, в т.ч. изискванията за развитие на сектора на пазарен принцип и подобряване на благосъстоянието на обществото.

СТРАТЕГИЧЕСКА ЦЕЛ 1 – ГАРАНТИРАНЕ СИГУРНОСТТА НА ДОСТАВКИТЕ			
<i>СнЦ 1.1: Развитие на производствена инфраструктура, която гарантира местно производство на електрическа енергия на конкурентни цени</i>	<i>СнЦ 1.2: Развитие на мрежова инфраструктура за гарантиране на непрекъснато снабдяване с електроенергия на потребителите</i>	<i>СнЦ 1.3: Поддържане на критична енергийна инфраструктура, която осигурява възможности за реагиране в извънредни ситуации</i>	<i>СнЦ 1.4: Финансиране на научноизследователските и развойните дейности в областта на новите технологии за енергопроизводство и потребление</i>
Мерки			
Предприемане на стъпки за финансово стабилизиране на основните дружества в сектора, преди пълното осъществяване на либерализацията на пазара.	Повишаване на енергийната ефективност и поддържане на ефективно оперативно управление на мрежите.	Поддържане на сигурността на системата, съгласно критериите за надеждност.	Развитие на програми за проучвателна и научно-приложна дейност за усвояване и внедряване на перспективни нови технологии в областта на производството на електрическа енергия и свързаността с потребителите.
Повишаване на ефективността на търговската политика при реализация на електрическата енергия в условията на свободен пазар.	Предприемане на стъпки на местно ниво, които да доведат до създаване на достъпна среда в урбанизираните територии.	Намаляване на зависимостта от внос на енергийни ресурси, особено на тези с висока волатилност на цените.	Осъществяване на иновативни мерки за повишаване на ефективността на управление на ЕЕС.
Предприемане на стъпки за привличане на инвестиционен интерес за изграждане на нови електрогенериращи мощности, които да осигурят електроенергийния баланс в дългосрочен хоризонт.	Премахване на всички нормативни, регулаторни и бюрократични бариери пред съществуващите и иновативните пазарни и технологични възможности за балансиране на ЕЕС, както при недостиг, така и при излишък.	Презграничното споделяне на резервни мощности и/или координирано взаимно компенсиране на системните небаланси са в съответствие с правилата за балансиране на ENTSO-E.	
	Внос/износ на електроенергия, чрез регионалните борси (за следващ ден и в рамките на деня) и/или регионален балансиращ пазар.	Създаването на общ регионален контролен блок за централизирано оперативно управление с цел интегриране на ВЕИ гарантира сигурността на обединените ЕЕС на по-високо йерархично ниво.	

СТРАТЕГИЧЕСКА ЦЕЛ 2 – УСТОЙЧИВО ИЗПОЛЗВАНЕ НА МЕСТНИТЕ ЕНЕРГИЙНИ РЕСУРСИ			
<i>CnЦ 2.1: Устойчиво използване на собствените въглищни ресурси</i>	<i>CnЦ 2.2: Оптимално използване на собствените възобновяеми ресурси и насърчаване на децентрализираното производство</i>	<i>CnЦ 2.3. Устойчиво използване на ядрената енергия</i>	<i>CnЦ 2.4: Проучване на националните ресурси за нефт и газ*</i>
Мерки			
Дългосрочно използване на местните лигнитни залежи за производство на електрическа енергия при отчитане на баланса разходи-ползи и при използване на онези енергийни мощности, които могат да произвеждат на конкурентна цена.	Разширяване използването на ВЕИ за производство на електрическа енергия на база на добре усвоени технологии и съблюдаване на екологичните ограничения, работа на пазарен принцип и поощрение на производството, близо до потребителите.	Дългосрочно използване на ядрената енергия като надежден източник на базова енергия с отчитане на развитата инфраструктура и компетенции.	Продължаване на търсенето и проучванията за находища на газ и нефт на българска територия.
Прилагане на ефективна верига на производства: от добива на въглища до продажбата на електрическа енергия.	Планиране и реализация на ВЕИ проекти, с отчитане на спецификата на наличните технологии и местните дадености.	Поддържане на високо ниво на безопасност при експлоатация на ядрени съоръжения и управление на радиоактивните отпадъци.	
Оптимизация на оперативните разходи при добива на първични енергийни ресурси в хоризонта на сега действащия концесионен договор на Мини Марица Изток до 2043 г.	Разработване на стимули за насърчаване на използването на ВЕИ за отопление и охлаждане в индустрията и домакинствата след 2020 г.	Допускане на опцията за диверсификация на горивото, чрез провеждане на конкурси между доставчици.	
Синхронизиране на производствения капацитет на мините и потребностите от въглища на генериращите мощности в „Марица изток”.	Извършване на технологичен и пазарен анализ през 2022-2024 г. за оценка на актуалните технологии и концепции за увеличаване на дела на ВЕИ в крайното енергопотребление с хоризонт 2050 г.	Приемане на пътна карта за избор на национално решение на погребване на високоактивни отпадъци и отработено ядрено гориво.	
Привеждане в съответствие сроковете на експлоатация на генериращите мощности със запасите от въглища в рудничните полета, с оглед ограничаване на транспортните разходи и избягване на кръстосаните товаропотоци.	Въвеждане на механизми за излизане на пазара на всички ВЕИ производители, като се спазват рамковите условия за предоставени преференции на съществуващите централи.	Кадрово обезпечаване на производствения и административен апарат.	
Депониране на твърдите отпадъци от ТЕЦ „Ей И Ес – 3С Марица-изток 1” във вътрешните насипища на рудниците.	Продължаване на проекти за усвояване на местен хидроенергиен потенциал.		
Пълно оползотворяване на отпадъците от пепелина и гипс от дейността на електроцентралите.			

* Пълният обхват на мерките е обект на разработване в рамките на цялостната национална енергийна стратегия.

СТРАТЕГИЧЕСКА ЦЕЛ 3 – ОГРАНИЧАВАНЕ НА ЕМИСИИТЕ НА ВРЕДНИ И ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ И ИЗПОЛЗВАНЕ НА ЕНЕРГИЯ ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ		
<i>СпЦ 3.1: Устойчиво развитие и балансирано прилагане на мерките за повишаване на дела на ВЕИ в транспорта, отоплението, охлаждането и за производство на електрическа енергия*</i>	<i>СпЦ 3.2: Заместване на излизаци от експлоатация ВЕИ централи след изтичане на техните договори с по-модерни инсталации за запазване на дела им в крайното електропотребление с хоризонт 2030 г.</i>	<i>СпЦ 3.3: Прилагане на компенсиращи мерки за намаляване влиянието на парниковите газове в селското и горското стопанство</i>
Мерки		
Извеждане на приоритета за децентрализирано енергоснабдяване при използването на слънчевата и геотермална енергия.	Планиране на заместване на излизаци от експлоатация слънчеви и вятърни централи, след изтичане на техните сегашни договори, с по-модерни инсталации.	Усъвършенстване на технологията на рекултивиране с фокус върху улавяне на въглеродния диоксид, емитиран в атмосферата от действащите в региона електроцентрали.
Разработване на алтернативи за насърчаване на използването на ВЕИ за отопление и охлаждане в индустрията и домакинствата след 2020 г.	Повишаване на дела на ВЕИ в крайното електропотребление с хоризонт 2030 г.	Използване на естествените механизми за компенсиране на CO ₂ емисиите – пълноценно залесяване при рекултивация.
	Развитие на потенциала на биомасата и отпадните суровини за електропроизводство.	Прилагане на концепцията за циклична икономика: управление на отпадните продукти чрез рециклиране и депониране на мястото на добива, и приключване на промишлената дейност със „зелена поляна“.

* Допълнителни мерки следва да бъдат разработени в рамките на цялостната национална енергийна стратегия.

СТРАТЕГИЧЕСКА ЦЕЛ 4 – ПОВИШАВАНЕ НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ*

<p><i>CnЦ 4.1:</i> Енергийно спестяване по цялата верига от производство до потребление</p>	<p><i>CnЦ 4.2:</i> Държавна подкрепа на инициативи за повишаване на енергийната независимост на публичните и жилищните сгради</p>	<p><i>CnЦ 4.3:</i> Своевременно подобряване на енергийните характеристики на съществуващите сгради и въвеждане на по-строги енергийни стандарти за новостроящи се сгради.</p>	<p><i>CnЦ 4.4:</i> Създаване на условия за масово навлизане на екоавтомобили, системи за съхранение на енергията и „зелени“ градове на бъдещето и на необходимата за тях инфраструктура, включително изграждане на интелигентни енергийни мрежи (Smart Grid)</p>	<p><i>CnЦ4.5:</i> Стимулиране на използването на икономични превозни средства и интензивно използване на обществения транспорт</p>	<p><i>CnЦ 4.6:</i> Приоритетно използване на централизираното топлоснабдяване и подкрепа на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия</p>
---	---	---	--	--	---

**Анализът подкрепя необходимостта от продължаване и засилване на политиките за енергийна ефективност във всички сектори. Пълният обхват на мерките е обект на разработване в рамките на цялостната национална енергийна стратегия.*

СТРАТЕГИЧЕСКА ЦЕЛ 5 – ИЗГРАЖДАНЕ НА ДОБРЕ ФУНКЦИОНИРАЩ, НАПЪЛНО ИНТЕГРИРАН И ЛИБЕРАЛИЗИРАН ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР				
<i>CnЦ 5.1:</i> Разширяване на услугите и платформите на електроенергийна борса в страната	<i>CnЦ 5.2:</i> Повишаване на междусистемната свързаност	<i>CnЦ 5.3:</i> Премахване на ценовата регулация и участие на потребителите в различните сегменти на пазара на електроенергия	<i>CnЦ 5.4:</i> Ограничаване на държавните помощи в сектора на електропроизводството	<i>CnЦ 5.5:</i> Участие в регионални пазарни обединения
Мерки				
Подобряване на ликвидността на пазара „Ден напред“.	Участие в регионални презгранични енергийни проекти за повишаване на междусистемната свързаност.	Повишаване на ефективността на търговската политика в електроенергийния сектор.	Подобряване на предсказуемостта и откритостта на политиката в енергетиката с цел привличането на дългосрочни инвестиции.	Пазарно обединение с електроенергийния пазар на ЕС.
Разширяване на капацитета и гарантиране на независимостта на КЕВР.	Международно сътрудничество за гарантиране на регионалната енергийна сигурност.	Привличане на значителни финансови ресурси, за което трябва да се гарантира висока ефективност на разходите в електроенергийния сектор.	Засилване на ролята на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ по отношение на събиране и разходване на средствата от добавка „Задължения към обществото“.	Създаване или засилване на други организирани пазари / пазарни сегменти.
Информирание на потребителите по отношение на процеса на ценообразуването на пазарен принцип и обосновката за корекцията в цените.	Изграждане на междусистемни връзки при спазване на пазарните принципи за планиране и реализация.	Предвидимо либерализиране на цените на електрическа енергия за всички потребители.	Ограничаване на държавните помощи в сектора на електропроизводството и насърчаване на инвестиционните инициативи, които са базирани на пазарен принцип.	Премахване на прилаганите цени за достъп и пренос върху електроенергията за износ с произход България.
		Запазване на механизма за подкрепа на големите индустриални консуматори в съответствие с одобрените механизми за дерогация.	Интегриране на непостоянните източници на електроенергия на пазарен принцип.	
		Регулирано ценообразуване за домакинствата до пълната либерализация на пазара на електроенергия.		

СТРАТЕГИЧЕСКА ЦЕЛ 6 – ОСИГУРЯВАНЕ НА СОЦИАЛНА ПОНОСИМОСТ НА ЕНЕРГИЙНИЯ ПРЕХОД И ЗАЩИТА ОТ ЕНЕРГИЙНА БЕДНОСТ			
<i>CnЦ 6.1:</i> Осигуряване на дейностите по производството, преноса, разпределението и търговията с ел. енергия с висококвалифицирана работна сила	<i>CnЦ 6.2:</i> Справедливо компенсиране на освобождаваните работници и служители в засегнатите общини при отделните кризисни сценарии	<i>CnЦ 6.3:</i> Бърз преход към заетост на освобождаваните работници и служители	<i>CnЦ 6.4:</i> Осигуряване на целева защита на уязвимите потребители с оглед ограничаване на енергийната бедност
Мерки			
Увеличаване на държавния прием на ученици, бакалаври, магистри и докторанти в професионалните гимназии, техническите университети и висшите училища по специалности, отговарящи на потребностите в енергетиката и добивните отрасли; въвеждане на нови специалности, съответстващи на технологичните и техническите новости в енергетиката.	Прилагане на системата за ранно алармиране и процедурата за масови уволнения.	Приобщаване към Платформата за въгледобивните райони в преход на ЕК. Прилагане на добри практики от други страни за справедлив енергиен преход и алтернативни програми и форми на заетост.	Възприемане на официални определения за „енергийна бедност“ и „уязвими потребители“, въвеждане на система за национално измерване на тази бедност и създаване на Национална обсерватория на енергийната бедност, която да работи в сътрудничество с Европейската обсерватория на енергийната бедност (EU European Energy Poverty Observatory – EPOV).
Увеличаване на броя и повишаване на научния капацитет на преподавателския състав в специализираните висши училища и на учителите в професионалните гимназии.	Планиране на компенсиращи социални плащания от работодателя.	Създаване на специални дружества за заетост от освободените работници, осъществяващи дейност по рекултивация на терени от въгледобива, демонтаж на оборудване, модернизация на инфраструктурата и подготовка на освободените площадки за нови индустрии.	Разработване (в краткосрочна перспектива) на план за действие за осигуряване на достъп до енергия на уязвимите потребители.
Съгласуване на учебни планове и програми за съответните специалности с търговските дружества от сектор „Електроенергетика“.	Прилагане на схеми за ранно пенсиониране за съкратени работници над 50-годишна възраст.	Разработване на локални програми за заетост чрез насочване на частни инвестиции за създаване на клъстери във ВЕИ, индустрията, земеделието и публични инвестиции в инфраструктура и други публични дейности.	Изготвяне на дългосрочна Национална стратегия за борба с енергийната бедност с периодични планове за действие.

Предоставяне на стипендии и кредити на ученици и студенти срещу задължение за работа в дружествата от сектор „Електроенергетика“.		Прилагане на процедурата за масови уволнения, регламентирана в националното ни законодателство – чл. 130а от Кодекса на труда и чл. 24 и 25 от Закона за насърчване на заетостта, доразвити в чл. 18-19 от Правилника за прилагане на ЗНЗ.	
Сключване на трудови договори със социални и други клаузи, гарантиращи по-добри условия на работа и живот за младите кадри в дружествата от сектор „Електроенергетика“.		Разработване на локални програми за алтернативна заетост чрез насочване на инвестиции, в т.ч. публични инвестиции в инфраструктура и други публични дейности.	
Осигуряване на висококвалифициран персонал за работещите мощности и социална защита, при необходимост от закриване на дейности.		Създаване на специални дружества за заетост от освободените работници, осъществяващи дейност по рекултивация на терени от въгледобива, демонтаж на оборудване, модернизация на инфраструктурата и подготовка на освободените площадки за нови индустрии.	
		Създаване на клъстери в областта на индустрията, земеделието и други отрасли.	
		Пренасяне на добри практики от други страни за справедлив енергиен преход и алтернативни програми и форми на заетост.	

8. Виждане за развитие на електроенергийния сектор на България до 2050 г.

8.1 Развитие на електроенергийния сектор на България за периода 2030-2050 г.

Направеното дългосрочно прогнозиране е базирано на икономически и пазарни анализи, при отчитане на висока вероятност за отклонения. За формиране на стратегически варианти за развитие на електроенергийния сектор с хоризонт 2050 г. са използвани основно качествени оценки, при следните предпоставки:

- Привеждането на енергийните блокове с гориво въглища към новите екологични изисквания в периода до 2030 г. има решаващо значение за формирането на електроенергийния микс в хоризонта до 2050 г.
- Единствено при оптимистичен сценарий на производствените мощности не съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление (при умерена прогноза за развитие на вътрешното електропотребление) до 2050 г.
- Песимистичните сценарии на по-ранно прекратяване на работа на всички въглищни централи са свързани с редица социални и финансови затруднения в хоризонта до 2030 г., а също така пораждаат необходимост от инвестиции в нови маневрени мощности за гарантиране на надеждната и сигурна работа на ЕЕС.
- След спиране на работата на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ през 2050 г. недостигът на мощности е значителен и са необходими от 2500 до 3500 MW базови мощности.
- Нуждите от маневрени мощности след 2030 г. нарастват при редица сценарии и достигат до 2000 MW.

Перспективите пред развитието на националната електроенергийна система след 2030 г. показват, че в средносрочен план България трябва да започне действия за компенсиране на недостиг на маневрени и базови мощности, **като се отчитат политиките на ЕС за изграждане предимно на нискоемисионни производства на електроенергия, в т.ч. ВЕИ, ТЕЦ на газ и ядрените мощности** за базовия сегмент.

Разглеждайки в дългосрочен период сигурността на електроенергийните доставки за страната, трябва да се отчете, че в хоризонта до 2050 г. предстои извеждане на последните два функциониращи блока на АЕЦ „Козлодуй“. В този случай, построяването на нова ядрена мощност може да се разглежда като заместваща.

Настоящите оценки показват, че сега действащите основни ТЕЦ на въглища могат да постигнат новите норми чрез организационно-технически мерки и допълнителни инвестиции, което се отразява в прогнозите за себестойност на производството на електроенергията. Поради комплексния характер на това ново предизвикателство, е необходимо да се отчетат не само мерките за отделните дружества, но и зависимостта им от ефективната работа на мини Марица Изток, включително и от дългосрочните прогнози за съдържанието и качеството на лигнитните въглищата.

При интензивно въвеждане на нови ВЕИ централи не се решават системните проблеми при изведени ТЕЦ, а се увеличават разходите за допълнителни услуги поради увеличени дял на мощностите с непостоянен характер, които са силно зависими от променливите метеорологични условия. Общо това съчетание води до увеличаване на разходите за допълнителни услуги, както и до уязвимост на националната система, поради зависимост от внос през зимните месеци. **От друга страна, алтернативата с нисък ръст на дела на ВЕИ не променя съществено нуждата от базови и маневрени мощности за осигуряване на вътрешния пазар, но**

поставя предизвикателства към сектор „Транспорт” и сградния фонд, където трябва да се приложат значително по-мощни мерки за въвеждане на ВЕИ.

Посочените предизвикателства, за постигане на планирания живот на централите, са основание да бъдат разгледани следните стратегически варианти:

Стратегически вариант 1 – Приоритет на развитие на ядрената енергетика. При този вариант могат да се решат текущите въпроси за пълно използване на доставеното оборудване за АЕЦ „Белене” и да се намалят натрупаните финансови загуби в НЕК. В този случай, България се позиционира като доминиращ износител в региона.

Необходимостта от търсене на пазарна реализация на произведената електрическа енергия на регионалния пазар на цени, които могат да осигурят възстановяване на инвестицията за изграждане на централата, през първите 20 години, обуславя търсенето на стратегически инвеститор за проекта. Тази възможност е разгледана подробно в Междинен доклад 2 и показва много висок пазарен риск за стратегическия инвеститор.

В Междинен доклад 2 е разгледана и друга възможност за реализация на проекта – като национален с 100% участие на държавата. Тази възможност е обусловена и от нуждата от заместващи мощности, след излизане от експлоатация на сегашните блокове на АЕЦ „Козлодуй”, както и дългосрочната визия на ЕС свързана с намаляване дела на въглищните централи в енергийния микс. Реализацията на втората възможност отново е на пазарен принцип с реализация на произведената електрическа енергия на свободен пазар, но при съществено по-добри условия за привличане и изплащане на финансовия ресурс.

Вземането на решение по този стратегически вариант трябва да се реализира в периода до 2020 г.

Стратегически вариант 2 – Приоритет на използване на местни енергийни източници. При този вариант се използват предимно лигнитни въглища и изисква ускорено финансиране на мерки за намаляване на емисиите от водещите ТЕЦ и прилагане на политики за дългосрочни дерогации. В този случай, неопределеностите за прогнозиране на разполагаемите производствени мощности след 2030 г. се свързват с вероятното въвеждане на нови, по-строги изисквания за нивата на емисиите на парникови и вредни газове и с вероятното повишаване на цените за емисии на CO₂, което ще намали конкурентоспособността на този тип производство. Друга неопределеност при този вариант е бъдещото развитие на икономически ефективни технологии за улавяне на вредните емисии.

Този стратегически вариант е възможен при убедително представяне на искания за дерогации, обхващащи пълния срок на експлоатация на ТЕЦ на лигнитни въглища. Вземането на решение за неговото осъществяване е наложително да се реализира в периода до 2020 г.

Стратегически вариант 3 – Приоритет на използване на ВЕИ. Този вариант е свързан със задоволяване на вътрешното потребление в съответствие на общите политики на ЕС и поетите ангажименти по Парижкото споразумение. Обективните условия за производство на електрическа енергия от слънце и вятър в България налагат прилагането на политики за подпомагане на този тип производства, което ще изиска

запазване на финансовото бреме за крайните потребители до 2030 г. Приоритетът върху използване на ВЕИ е свързан с необходимо изграждане на допълнителни маневрени производствени и акумулиращи мощности за компенсиране на непостоянния характер на първичния енергиен ресурс на ВЕИ.

Този стратегически вариант е допустим при достигане на производствените цени от ВЕИ до пазарните цени за електрическа енергия, при което не е необходимо преференциално третиране. Взemanето на решение за неговото осъществяване се очертава да започне в периода след 2025 г., тъй като е свързано с поетапното излизане от експлоатация на старите ВЕИ и навлизане на нови ВЕИ технологии.

Стратегически вариант 4 – Постигане на балансиран електроенергиен микс. Този вариант най-добре съответства на вариантите за умерен икономически ръст и умерено потребление в България. При този вариант страната постепенно ограничава ролята си на регионален износител, а към 2035 г. е необходимо да са планирани мерки за инвестиции в нови заместващи мощности.

Изпълнението на стратегическия вариант за балансиран електроенергиен микс трябва да става при постепенен преход към нисковъглеродна енергетика чрез:

- *Постепенно извеждане на въглищни централи, при което се осигурява работата на този тип производство до 2050 г.:*
 - *активно съдействие за получаване на дерогации при конкурентни икономически показатели;*
 - *максимално използване на методите за компенсиране на емисиите на CO₂ – пълноценно залесяване при рекултивация;*
 - *участие в международни проекти за развитие на технологии за пречистване на вредни газове и улавяне и съхранение на CO₂.*
- *Постепенно заместване на излизащи от експлоатация ядрени блокове:*
 - *предприемане на стъпки за използване на доставено оборудване с изграждане на един блок на площадка „Белене“ към 2030 г. или на 7-ми блок на площадка „Козлодуй“, който да влезе в експлоатация към 2035 г.;*
 - *прилагане на най-добрите практики при управление на отработеното ядрено гориво, радиоактивните отпадъци и дейностите по извеждане от експлоатация;*
 - *участие в международни проекти за развитие на технологии за малки модулни реактори.*
- *Поставяне на акцент върху използване на ВЕИ за локално производство, в близост до консуматорите, а реализацията на проекти, присъединени към преносната или разпределителни мрежи, да става на пазарен принцип:*
 - *насърчаване на ВЕИ, интегрирани в сградни инсталации при използване на слънчева и геотермална енергия;*
 - *насърчаване на ВЕИ, интегрирани в местни системи за енергоснабдяване – използване на биомаса и отпадъци;*
 - *ускоряване на работата по осъществяване на съвместни проекти за оползотворяване на съществуващия воден енергиен потенциал в страната.*

- *Пълно преминаване на всички ко-генериращи мощности (индустриални и топлофикационни) на газ. В този случай трябва да се осигури подкрепа за топлофикационните централи, поради тяхното положително въздействие за чистотата на въздуха в градска среда, както и за тези на ВЕЦ, с отчитане на тяхната роля за балансиране на системата и осигуряване на сигурността на доставките.*

Вземането на решение за осъществяване на стратегическия вариант за балансиран електроенергиен микс изисква активни стъпки за получаване на дерогация и последващата модернизация за ТЕЦ на въглища в периода до 2020 г. и започване изграждането на нов ядрен блок и осъществяване на политики за локално производство на електрическа енергия от ВЕИ в периода до 2025 г. Реализацията на ВЕИ проекти, с присъединяване на средно и високо напрежение на пазарен принцип и без държавна подкрепа, се очаква на първо място като заместващи мощности на сега действащите вятърни и слънчеви централи, а в хоризонта до 2050 г. и на ВЕИ от ново поколение.

При всички избрани стратегически варианти за развитие конкурентоспособността на производството на електрическа енергия на регионалните пазари е определяща характеристика за всеки отделен производител, но прогнозите както на пазарните ценови нива, така и на себестойността на производството, са твърде условни.

Наличието на възможности за държавно подпомагане на някои производства се разглежда като допустима политика, когато не води до общо влошаване на пазарната среда. Прилагането на такива политики трябва да се осъществява в тясно сътрудничество с ЕК и при отчитане на ограниченията в европейското законодателство, когато е необходимо да се реализират проекти за нови базови мощности от национално значение.

8.2. Извеждане на стратегически варианти за развитие на електроенергийния сектор, подчинени на генералната цел до 2050 г.

***Резюме:** Извеждане на основни стратегически варианти, отразяващи най-вече енергийната сигурност на България. Намиране на мястото на началната точка, от която започва реализацията на съответния вариант – в периода до 2030 г. или след това. Включване към всеки вариант на всички европейски и национални цели, които го съпътстват, в т.ч. необходимите производствени мощности, които е необходимо да съпътстват реализацията на АЕЦ „Белене”, 7 блок – АЕЦ „Козлодуй”, технологично нови ВЕИ и ТЕЦ на газ и евентуален микс между тях. Оценка на плюсове и минуси (оценка на риска, в т.ч. оценка на социалната цена) от реализацията на съответния вариант, която ще послужи при избора на генерална стратегическа визия за развитието на енергетиката на България до 2050 г.*

Формулирането на политики за развитие на електроенергийния сектор с дълъг хоризонт на устойчивост изисква отчитането на множество, често разнопосочни, фактори на външно въздействие. Такива са политиките на Европейския съюз, националните политики за икономическо развитие и политиките за осигуряване на националната сигурност.

В **Енергийната стратегия до 2020** са изведени следните стратегическите приоритети:

1. Енергийна сигурност за българската индустрия и население.
2. Намаляване на емисиите на парникови газове.

3. Увеличаване на дела на възобновяемите енергийни източници в общото крайно потребление на енергия.
4. Повишаване на енергийната ефективност.
5. Изграждане на конкурентен енергиен пазар като път за постигане на приоритетите за конкурентоспособност, енергийна сигурност и устойчиво развитие.
6. Подобряване на използването на местни енергийни ресурси.
7. Алтернативи на доставките на природен газ.

Тези приоритети остават валидни и по отношение на следващите стратегически периоди в хоризонта до 2050 г., като са подчинени на генералната стратегическа цел:

Постигане на национална енергийна сигурност, базирана на високотехнологична, балансирана, устойчива и адаптивна електроенергийна система, която използва ефективно националния енергиен потенциал, гарантира достъпна електроенергия и благоприятства конкурентоспособността на икономиката,

съобразени с шестте стратегически цели в сектор „Електроенергетика“:

- *Гарантиране сигурността на доставките.*
- *Устойчиво използване на местните енергийни ресурси.*
- *Ограничаване на емисиите на вредни и парникови газове и използване на енергия от възобновяеми източници.*
- *Повишаване на енергийната ефективност.*
- *Изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар.*
- *Осигуряване на социална поносимост на структурните промени в сектора и защита от енергийна бедност.*

Тези стратегически цели с течение на времето подлежат и на актуализиране.

Анализите на електроенергийния сектор показват, че **наличните електрогенериращи мощности и системни транзитни мрежи** осигуряват успешното изпълнение на така зададените приоритети при задоволяване на вътрешното търсене. Същевременно постигането на стратегическата цел и за **бъдещо гарантиране на непрекъснато снабдяване с електроенергия на потребителите при нормални условия и при извънредни ситуации** изисква предприемане на стъпки за изграждане на нови мощности. В зависимост от избран приоритет, тази стратегическа цел може да бъде постигната чрез утвърждаване и реализация на една от детайлно обсъдените в раздел 8.1 по-горе стратегически варианти за работа, а именно:

- **Стратегически вариант 1 – Приоритет на развитие на ядрената енергетика** – необходимост от инициране и реализиране на проекти за нова ядрена мощност в периода до 2030 г. като се вземе предвид, че държавното участие осигурява оптимизиране на финансовите разходи.
- **Стратегически вариант 2 – Приоритет на използване на местни енергийни източници** – необходимост от инициране и реализиране на проекти за модернизация на съществуващите ТЕЦ на лигнитни въглища в периода до 2030 г.

- **Стратегически вариант 3 – Приоритет на използване на ВЕИ** – необходимост от инициране на политики за привличане на инвестиционен интерес към проекти с използване на вятърна и слънчева енергия.
- **Стратегически вариант 4 – Постигане на балансиран електроенергиен микс** – осъществяване на проекти и планиране на мерки за развитие при използването на ядрената енергетика, използването на местните лигнитни залежи, използване на местен хидро потенциал и потенциала на слънчева и вятърна енергия.

Без да се определя като потенциален стратегически вариант, в анализа е разгледан сценарий, при който в периода до 2030 г. не се постига успех в реализация на нови мощности, независимо от това кой стратегически вариант е избран, **което е равносилно на това да не се предприемат съществени действия за развитието на сектора.** Този сценарий, наречен „нулева алтернатива“, също е подложен на оценка за сравнение.

При всички избрани стратегически варианти за развитие конкурентоспособността на производството на електрическа енергия на регионалните пазари е определяща характеристика за всеки отделен производител, но прогнозите както на пазарните ценови нива, така и на себестойността на производството, са твърде условни. Поради това изборът на водеща политика за развитие се основава на многофакторен качествен анализ и избор на алтернатива с най-ниско ниво на риск за загуба на производствен капацитет, което е **пряко свързано с енергийната сигурност на България.**

Изведените стратегически варианти за развитие на електрогенериращите мощности в България към 2050 г. позволяват да се обосноват варианти за необходими действия за тяхната реализация още в периода до 2030 г.

Качествените оценки при осъществяване на всеки от разглежданите стратегически варианти в хоризонта 2050 г. се основават на въздействието на следните фактори:

- Принос при постигане на целите на ЕС
 - ВЕИ – увеличаване на дела на ВЕИ (над 40% към 2050 г.);
 - нисковъглеродна икономика – осигуряване на ниско емитиране на CO₂ (над 80% в сравнение с нивата от 1990 г.);
 - опазване на околната среда – осигуряване на енергия чрез ниски емисии на вредни газове и прахови частици.
- Устойчивост на доставките за вътрешен пазар
 - при умерен сценарий на потребление, при който доставките в страната се осигуряват при използване на местни източници;
 - при максимален сценарий на потребление, при който доставките в страната доминиращо ще разчитат на националния потенциал за увеличаване на производството и без да се променят съществено приоритетите на всеки от предложените стратегически варианти.
- Енергетика и икономика

- за достъпна електроенергия за индустриално производство – ниска волатилност при прогнозиране на ценовите нива⁵², доставки на електроенергия, в близост до потребителите, подкрепа на новите технологии;
- принос на електроенергетиката в БВП – възможност за износ;
- работна сила и запазване на знанията – максимално удължаване на живота на националните традиционни електропроизводства.

За обосноваване на конкретни възможни стратегически варианти за развитие на електроенергийния сектор до 2050 г. са **направени и следните допускания**:

- В рамките на приемането на Национална енергийна стратегия с визия до 2050 г., ще бъде одобрен план за реализация на един от посочените стратегически варианти за развитие до 2030 г.
- В рамките на стратегическия период до 2030 г. ще бъдат прилагани последователно необходимите планове за реализация на избрания стратегически вариант.
- В случай, че при избрания стратегически вариант не се осъществят планираните мерки в периода до 2030 г., ще бъде наложително осъществяването на спешни мерки в периода 2030-2045 г.
- Прилаганите подходи за осъществяване на избрания стратегически вариант ще отчитат в максимална степен водещата роля на пазарните механизми за реализация на проектите при отчитане на конкурентната среда на регионален пазар.

Технически допускания към 2050 г.:

- 5-ти и 6-ти блок на АЕЦ „Козлодуй” не са в експлоатация през 2050 г.;
- първите ВЕИ централи на слънце, вятър и биомаса, изградени в периода до 2015 г., не са в експлоатация към 2050 г.;
- ТЕЦ на лигнитни въглища в експлоатация, или преминали рехабилитация преди 2010 г., не са в експлоатация през 2050 г.;
- при недостиг на производствен капацитет спрямо вътрешното търсене се приема, че разликата се покрива равнозначно от ТЕЦ на газ или от внос.⁵³

Обобщението на комплекса от генериращи мощности към 2050 г. при всеки от обсъжданите стратегически варианти е представено на Таблица 28. Резултатите от качествения анализ за влияние на фактори от външната среда са представени в Таблица 30.

На база на количествените и качествените анализи се избира измежду предложените стратегически варианти за развитие на електроенергийния сектор **Национална стратегия**, съдържаща целеви мерки за изпълнение в бизнес плановете на дружествата, 10-годишните планове на ЕСО и Булгартрансгаз и политиките на институциите по отношение на сектор „Енергетика”.

⁵² Това е възможно само при осигуряване на електропотреблението от национални мощности.

⁵³ Тъй като внос на природен газ и внос на електроенергия носят еквивалент на несигурност в ценово изражение и сигурност на доставките.

Таблица 28. Обобщение на показателите на изведените стратегически варианти

Индекси	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К	Л	М	Н
Варианти	Инсталирана мощност в МВт(О) и годишна използваемост на инст.мощност (П) към 2050 г.								Годишно производство ⁽³⁾	Инвестиции в нови ЕЦ ⁽⁴⁾	Нисковъгл. произв. ⁽⁵⁾	Външни доставки ⁽⁶⁾	Цена на волатилност ⁽⁷⁾
	АЕЦ (85%)	ВЕЦ (15%)	ВтЕЦ (22%)	ФвЕЦ (15%)	БиоЕЦ (60%)	ТЕЦ въгл. (65)	ГТЦ ⁽¹¹⁾ (80%)	ТЕЦ пр.газ ⁽²⁾ (40%)	ТВтч/г	млрд.€	%	%	%
ЕК, PRIMES ⁽¹⁾	2400	2338	2599	4082	217	2179	990	1478	56.7	NA	69.7	13.3	52
приор. АЕЦ ⁽⁸⁾	2200	2500	1500	2500	200	1200	0	750	38.7	18.3 ⁽¹⁰⁾	71	10	27
приор. ТЕЦ	0	2500	1500	2500	200	2200	990	1200	38,7	8.2	28	36	52
приор. ВЕИ	0	2800	2600	4000	220	0	990	3200	39,2	14.2	40	64	91
Балансиран	1100	2600	1800	3000	200	1200	600	1200	38.7	14.8 ⁽¹⁰⁾	53	28	48
Нулева алтернатива ⁽⁹⁾	500	2500	1800	3000	200	700	990	2200	39	13.6	41	50	79

Забележки:

⁽¹⁾ Оценка на ЕК в „EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions, Trends to 2050“ за България е включена за сравнение на изведените стратегически варианти до 2050 г.

⁽²⁾ 600 МВт топлофикационни и заводски ко-генерации и допълващи ТЕЦ на газ или внос.

⁽³⁾ Оптимално производство при работа за вътрешен пазар за осигуряване на потребление при умерен сценарий: 34.2 ТВтч + 3.8 ТВтч (брuto крайно вътрешно потребление, в т.ч. крайно вътрешно потребление + технологични загуби в мрежата).

⁽⁴⁾ Не се взимат под внимание разходи за инвестиции в съществуващи ЕЦ, в т.ч. за ТЕЦ на въглища.

⁽⁵⁾ Формира се от ВЕИ и ядрена (съгласно ЕК,PRIMES).

⁽⁶⁾ За производства, при които се постигат запаси до 90 дни (природен газ, вносни въглища и нефтопродукти).

⁽⁷⁾ За производства, базирани на бъдещи технологии и при непотвърдени цени.

⁽⁸⁾ Към 2050 г. АЕЦ „Белене“ не се разглежда като електропроизводител за регионалния, а за националния пазар.

⁽⁹⁾ Не се реализират мерките, предвидени в избран вариант до 2030 г., което налага действия в периода 2030-2045 г.

⁽¹⁰⁾ В инвестициите са включени вече направени разходи за ядрен проект.

⁽¹¹⁾ Поради липса на данни за инвестиционни и технологични показатели за ТЕЦ със системи за улавяне и съхранение на CO₂ на тяхно място са разгледани модерни газови централи.

Пресмятане на факторите:

Инвестиции в нови ЕЦ = $\sum((\text{нови ЕЦ } A_o \text{ до } Z_o) * (\text{специфични инвестиции } (K))$ (Таблица 29))

Нисковъглеродно производство = $\sum (A_o * A_p, B_o * B_p, V_o * V_p, G_o * G_p, D_o * D_p) / \text{крайно вътрешно потребление}$

Дял на ВЕИ = $\sum (B_o * B_p, V_o * V_p, G_o * G_p, D_o * D_p) / \text{крайно вътрешно потребление}$

Външни доставки = $\sum (Ж_o * Ж_p, З_o * З_p) / \text{крайно вътрешно потребление}$

Цена на волатилност = $\sum (V_o * V_p, G_o * G_p, Ж_o * Ж_p, З_o * З_p) / \text{крайно вътрешно потребление}$

Таблица 29. Количествени характеристики за определяне на стойностите в колона К на Таблица 28

Инвестиции в нови ЕЦ, 2017	€/kW		
	мин	макс	средно
АЕЦ (III-то поколение)	5000	5500	5250
АЕЦ (IV-то поколение)	6000	8000	7000
ВтЕЦ	1200	1700	1450
ФвЕЦ	1100	1400	1250
Други ВЕИ	1500	3000	2250
ГТЦ	700	1300	1000
ТЕЦ на газ	800	1000	900

Източник: Собствени изчисления и Доклад на Lazard.

Таблица 30. Качествени индикатори за теглово ранжиране на стратегическите варианти до 2050 г.

Към 2050 г.	приор.АЕЦ	приор.ТЕЦ	приор.ВЕИ	Балансиран	Нулева ал-ва
Принос при постигане на целите на ЕС					
ВЕИ	0	0	10	5	5
Нисковъглеродна икономика	10	0	10	10	10
Опазване на околната среда	5	0	5	5	5
Устойчивост на доставките за вътрешен пазар					
Умерено потребление	10	10	0	10	5
Високо потребление	10	5	0	10	0
Електроенергетика и икономика					
Достъпна електроенергия за индустриално производство	0	0	10	5	0
Принос в БВП на ел.енергетиката	10	10	5	5	0
Работна сила и запазване на у-ния	10	10	0	10	5
Ранжиране по теглови фактори	55	35	40	60	30

Ранжирането в Таблица 30 е постигнато, като е взета количествена оценка, съответно 0, 5 и 10 за критично, приемливо и съответстващо заключение за всеки фактор, на които съответно отговарят цветовете 0 – червен, 5 – жълт и 10 – зелен.

Оценката на рисковете при всеки от предложените варианти трябва да демонстрира, че те няма да доведат до по-лоши показатели от „нулевата алтернатива“.

За вземане на решения при избор на стратегически вариант за приоритетно изпълнение, в Таблица 31 са представени основните преимущества и слаби страни за всеки от анализирания варианти.

Таблица 31. Анализ на силни и слаби страни при прилагане на един от стратегическите варианти

Варианти	Силни страни	Слаби страни
Приоритет за АЕЦ	<p>Гарантира доставките за вътрешен пазар след 2050 г.</p> <p>Удовлетворява показателите за нисковъглеродна енергетика и минимизира замърсяването на околната среда.</p>	<p>Изисква значително финансово усилие в периода до 2030 г.</p> <p>Наличие на висок пазарен риск в периода до 2050 г.</p> <p>Изисква интензивно развитие на мрежата високо напрежение за осигуряване на връзка с регионалните пазари.</p>
Приоритет за ТЕЦ	<p>Осигурява висока степен на усвояване на местен енергиен ресурс.</p> <p>Осигурява висока заетост на регионално ниво.</p> <p>Ниски инвестиционни разходи в периода до 2030 г.</p>	<p>Противоречие с показателите за нисковъглеродна енергетика и замърсяването на околната среда.</p> <p>При неуспешна реализация на мерки по дерогациите възможните решения при дефицит са свързани с изграждане на ТЕЦ на газ или внос.</p>
Приоритет за ВЕИ	<p>Висока степен на изпълнение на целите за нисковъглеродна енергетика.</p> <p>Интеграция на високи технологии за производство и потребление на енергия.</p> <p>Приложение на концепцията за производство в близост до потребителя.</p>	<p>Необходимост от висока използваемост на ТЕЦ на газ или внос за системно балансиране.</p> <p>Планиране при ниско ниво на познаване на бъдещите технологии и съответно цената на инвестицията.</p> <p>Ограничаване на заетите в енергийния сектор.</p>
Балансиран подход	<p>Удовлетворяване на показателите за нисковъглеродна енергетика и минимизиране на замърсяването на околната среда.</p> <p>Устойчиво усвояване на местен енергиен ресурс в ТЕЦ на лигнитни въглища.</p> <p>Осигуряване на висока заетост и запазване на компетенции.</p> <p>Възможност за междувидово компенсирание на мощности.</p> <p>Приоритетно реализиране на ВЕИ в рамките на концепцията за производство в близост до потребителя.</p>	<p>Изисква финансово усилие в периода до 2030 г.</p> <p>Предизвикателство за паралелна работа по планиране и реализиране на енергийни проекти, свързани с дерогациите на ТЕЦ, изграждане на един блок на площадка „Белене“ или седми блок на АЕЦ „Козлодуй“ и проекти за ВЕЦ.</p>
Нулева алтернатива	<p>Ниски инвестиционни разходи в периода до 2030 г. – разчита се на потенциала на съществуващите електропроизводствени мощности и извеждане на значима част от ТЕЦ на лигнитни въглища.</p> <p>Удовлетворяване на показателите за нисковъглеродна енергетика и минимизиране на замърсяването на околната среда.</p>	<p>Алтернативата е свързана с изграждане на ТЕЦ на газ или внос.</p> <p>Ограничаване на заетите в енергийния сектор – ТЕЦ на лигнитни въглища.</p>

8.3 Заключение

На основание на направените количествени и качествени оценки на изведените стратегически варианти до 2050 г. и след отчитане на силните и слаби страни се очертават два варианта, които имат много близка рангова оценка, а именно:

- Постигане на балансиран електроенергиен микс, съдържащ реализация на един блок на площадка „Белене“ или на седми блок на АЕЦ „Козлодуй“.
- Приоритет на развитие на ядрената енергетика, съдържащ реализация на АЕЦ „Белене“.

Двата варианта дават възможност да се реализира развитието на залегналите стратегически цели до 2030 г. в *Актуализираната стратегия за национална сигурност*⁵⁴, но вече с хоризонт за дългосрочно планиране до 2050 г., като се постига максимално удовлетворяване на общите критерии, които са: устойчивост на доставките за вътрешен пазар, съгласно предложената генерална стратегическа цел, както и постигане на целите на ЕС. Поставянето на акцента върху националната сигурност позволява да се даде приоритет на възможност да се изгради на пазарен принцип нова базова мощност от 2000 MWt.

И в двата случая се осигурява възможност за умерено използване на ТЕЦ на лигнитни въглища в хоризонта 2050 г.

В рамките на избрания стратегически вариант следва да може успешно да се реализират основни политики и приложими мерки, включително:

- политики за поддържане на високи стандарти при производството и опазване на околната среда;
- политики за постигане на висока конкурентна среда;
- междусистемна свързаност и диверсификация на доставките;
- политики за поддържане, актуализиране и повишаване на компетенциите на заетите в сектора;
- политики, насочени към развитие на нови технологии.

Изборът на стратегически вариант следва общите принципи за пазарна конкуренция при реализация на инвестиционни и оперативни планове за развитието на съществуващите и нови мощности, базирани на ядрена енергия и лигнитни въглища.

За осигуряване на стриктното спазване на изискванията за опазване на околната среда и безопасността на производство се предвиждат конкретни политики в следните области:

- ядрена безопасност;
- намаляване на емисиите на вредните газове;
- управление на отпадъците.

⁵⁴ Актуализирана стратегия за национална сигурност (Д.В. брой: 26, от 23.3.2018):

112. Развитието на ядрената енергетика има стратегическо значение за националната ни сигурност. ...

115. Енергийната политика на страната се основава на балансиран подход при комплексното използване на възобновяеми енергийни източници, **ядрена енергия**, природен газ, въглищни технологии за гарантиране на енергийната сигурност и икономическата ефективност.

Натрупаният опит при усвояване на енергията от възобновяемите източници у нас позволява по-ефективното планиране при реализация на ВЕИ централи при следните предпоставки:

- При задоволяване на системни нужди и за доставка през мрежи високо и средно напрежение с приоритет се ползва изграждането на ВЕЦ или ТЕЦ, които прилагат принципа „от отпадъци към енергия“.
- Задоволяването на потреблението от производство на място се подкрепя, включително при използване на слънчевата енергия и геотермалната енергия. По този начин се намаляват загубите в мрежите, респ. подобрява се енергийната ефективност. Този принцип е водещ и при широкото въвеждане на електромобили, което се разглежда като комплекс от „зелена енергия“ и системи за акумулация на електрическа енергия.
- Производството на електрическа енергия от слънце и вятър с централи, присъединени към мрежите високо и средно напрежение, трябва да е базирано на пазарни принципи и при строго спазване на изискванията за опазване на околната среда.

Изборът на стратегически вариант обхваща всички аспекти на развитие на електроенергийния сектор, при **осигуряване на национална сигурност** и като отчита, че България има директен интерес и пряко ще участва в реализацията на стратегическите инициативи на ЕС за изграждане на необходимата инфраструктура и разнообразяване на енергийните доставки за ЕС.

Дотолкова, доколкото природният газ остава вносен ресурс с ограничени възможности за съхранение и разнообразяване на доставките, използването му се ползва с подкрепа при осигуряване на топлинна енергия за бита и промишлеността, включително чрез използване на ТЕЦ с ко-генерационни цикли, при което се намалява използването на други горива и се постигат по-добри показатели за опазване на околната среда.

Всеки стратегически вариант отчита алтернативата, която възниква при недостиг на електрическа енергия за балансиране на местното търсене, и при която се налага внос на електрическа енергия или увеличаване на производство на електрическа енергия от ТЕЦ на природен газ, които се разглеждат като равнопоставени опции.

В основата на избора на един от двата стратегически варианта, базирани на развитие на ядрената енергетика, за **Национална стратегическа визия до 2050 г.**, трябва да стои енергийната сигурност на Република България, за което има национален консенсус, съгласно *Актуализираната стратегия за национална сигурност*.

Приложение 1. Нови технологии в електроенергетиката

Навлизането на нови технологии в производството, преноса, разпределението, съхранението и потреблението на електроенергия създава условия за постепенна промяна в цялостния процес на задоволяване на енергийни нужди. Примерите за промяна в енергийния сектор поради навлизане на нови технологии са:

- използването на ВЕИ за електропроизводство;
- мрежово управление;
- системи за акумулиране на електроенергия;
- управление на потреблението.

Някои от технологиите могат да бъдат обединени, образувайки хибридни системи (например ВЕИ и/или системи за акумулиране и/или управление на електропотреблението).

Очакванията са за продължаващо навлизане на новите технологии, както при производството и преноса, така и при разпределението и активното потребление. Това изисква обсъждане на потенциала на новите технологии за промяна на сегашните практики, като се адресират съответните области на приложението им в цялостната верига от производство до доставка на електрическа енергия.

Производството на електрическа енергия в обекти, присъединени на високо напрежение, и последващ пренос до възлови станции със средно напрежение се свързва с централизирана електроенергийна система, която осигурява основните електроенергийни потоци, системно балансиране и междусистемната свързаност. За разлика от нея, разпределителните системи на средно и ниско напрежение осигуряват доставките към основната част от потребителите, като също имат възможност за присъединяване на малки производители и извършват балансиране на локално ниво.

Отчитайки особеностите на производство/пренос за тези две условни групи търговски участници, навлизането на новите технологии е адресирано за тях.

Ролята на мрежа 110 kV има преобладаващо локално значение и осигурява обмена на електроенергия с разпределителните мрежи. Граница между двете групи търговски участници са подстанция 110 kV/Ср.Н.

Иновативни технологии на ниво високо напрежение

Производство

Производството на енергия, генерирана от възобновяеми източници, е един от основните приоритети на Европейския съюз. Възобновяемите енергийни източници постепенно ще заемат централно място в енергийния микс в Европа – от технологично разработване до масово производство и разполагане, от малък мащаб до широк мащаб, интегриращ местни и по-далечни източници, от субсидиране до конкурентоспособност.

Една от амбициозните цели в пакета от мерки „Чиста енергия за всички европейци“ е до 2030 г. да се постигне най-малко 27% дял на ВЕИ в общото енергийно потребление.

Данните от различни проучвания показват, че етапът на стремително намаляващи производствени цени за основните видове ВЕИ централи – слънчеви и вятърни, вече отминава и цените им ще се променят в едни ограничени диапазони. Анализите насочват заключенията си към това, че необходимият ръст на ВЕИ при производство на

електрическа енергия в Европа ще бъде подкрепен от покачващите се крайни цени и при условията на ограничаването на предоставяне на изключителни условия за тях.

България има изграден професионален и регулаторен капацитет за изграждане и експлоатация на водноелектрически, слънчеви, вятърни и централи на биомаса за производство на електрическа енергия. Най-добре усвоената технология за нас е тази на водната енергия, но опитът от последните години прави използването на технологии за слънчева и вятърна енергия много перспективно за развитие.

При отчитане на все още високите цени за ВЕИ технологиите, тяхното навлизане в областта на централизираните системи за електропроизводство до 2030 г. се свързва основно с изграждане на заместващи мощности на излизащи от експлоатация вятърни паркове и продължаващо повишаване на използваемостта на националния хидро потенциал и на потенциала на биомасата за енергийни нужди.

Бурното развитие на ВЕИ технологиите дава основание в бъдеще на пазара да се очаква наличието на централи с подобрени технически характеристики и намалени разходи за изграждане. В дългосрочен план продължаващото развитие на централизираното производство от ВЕИ следва плавен тренд на повишаване на производството. Независимо от това, по-широко навлизане на тези технологии ще изисква съпътстващи разходи за осигуряване на балансирането на ЕЕС. По тази причина трябва да се планира изграждане на допълнителни капацитети за енергийно съхранение към сега планираните.

В хоризонта до 2050 г. може да се очаква появата на възможностите за изграждане на ядрени реактори от ново поколение на пазарен принцип, но по сегашни оценки техните ценови равнища остават по-високи от останалите енергийни източници.

Поради това че страната ни не участва активно в проекти за проучване на нови концепции за нови ядрени технологии, и с отчитане, че нашето законодателство в тази област насочва към реализация на проекти на база на доказани технологии, т.е. има референтни работещи централи с предлагания тип технология, е направен изводът, че технологиите, базирани на малки модулни реактори, могат да се прогнозира за реализация у нас след 2045 г.

Пренос на електроенергия

Основните промени в преноса и предоставянето на системни услуги на високо напрежение се свързват с въвеждане на нови системи за управление, повишаване на енергийната ефективност на съоръженията и с участие на индустриалните потребители при балансиране на товарите.

Ефектът от навлизане на нови технологии се отбелязва и при разширяване на възможните решения за гъвкаво резервиране на производствените мощности чрез участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв или чрез изграждане на електрически акумулиращи системи за високо напрежение.

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива системи (Wide Area Monitoring/Control/Protection Systems – WAMS/WACS/WAPS), чрез които ще се осигури по-добро управление на ЕЕС, намаляване на отказите, повишаване на бързината на диагностициране на предаварийни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

Операторът на електропреносната мрежа има опит в използването на системи за динамично наблюдение на натоварването на електропроводите (DLR – Dynamic Line Rating; RTTR – Real Time Thermal Rating), както и в използването на статични системи за управление на променливотокови параметри (FACTS – Flexible Alternating Current Transmission System), които следва да се поддържат и развиват в бъдеще. Операторът има опит и при използването за пренос на високотемпературни проводници (High Temperature – HT; High Temperature Low Sag HTLS Conductor-based OHLs) върху съществуващи електропроводи, но тази практика следва да се прилага само като крайна мярка при невъзможност или забавяне на строителството на нови електропроводи с обикновени проводници.

Прогнозата за развитие на електропотреблението в страната и региона не предполага с хоризонт 2050 г. изграждане на постояннотокови станции и линии (TGTHVDC – High Voltage Direct Current OHLs/cables/back-to-back devices). В миналото в България са експлоатирани съоръжения свръхвисоко напрежение (750kV), но поради същата причина съществуващият междусистемен електропровод „Съединение“ ще продължи да се експлоатира на 400 kV, а уредбата 750 kV в П/Ст “Варна“ няма да се експлоатира.

По-добрата изграденост на електропреносната мрежа в западната част на страната (заради АЕЦ „Козлодуй“), добрата свързаност с румънската ЕЕС и концентрацията на ВяЕЦ в Добруджа от двете страни на границата, причиняват транзитни и кръгови потоци през българската електропреносна мрежа, които увеличават загубите и ограничават предлаганите за разпределение преносни способности по междусистемните сечения. В тази връзка е необходимо да се изследва технико-икономическата приложимост на трансформатори, контролиращи електроенергийния поток (Phase Shifting Transformers – PSTs).

С цел осигуряване на достъпна среда в урбанизираните територии е необходимо да се разшири кабелирането (XLPE Cross-Linked Polyethylene underground HVAC cables) на съществуващи въздушни електропроводи в градски условия.

Използването на ограничители на токови смущения (Fault Current Limiters – FCLs) се нуждае от допълнителни изследвания за целесъобразност. Прогнозирано е, че прилагането на нови технологични решения и подобряването на системите за управление при преносните услуги ще водят до плавно намаляване на технологичните загуби до 2030 г., което ще продължи с хоризонт 2050 г.

Съхранение на електроенергия

Потенциалът за продължаващо намаление на цените за индустриални батерии (акумулатори) остава, но също не е толкова стръмно, както досега. Тяхното влияние върху енергийните прогнози е в две направления – участие в предоставянето на системни услуги и улесняване на интегрирането на слънчевите и вятърните централи в енергийните системи.

В страната съществуват технически възможности за изграждане на помпено-акумулиращи мощности (например на каскада „Горна Арда“; прехвърляне на води от водосбора на река Места към каскада „Белемкен-Сестримо“ и „Чаира“; изграждане на язовир „Яденица“), но изграждането им е свързано със значителни инвестиции, екологични бариери (Натура 2000), сложен строителен процес и пазарен риск на фона на другите конкурентни технологии.

Останалите известни към момента технологии за акумулиране на електроенергия са:

- компресиране на въздух (Compressed Air Energy Storage);
- преобразуване в газ (Power-to-Gas – P2G Storage);
- преобразуване в кинетична енергия (Flywheel Energy Storage – FES);
- съхранение в магнитна енергия, чрез свръхпроводима бобина (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES);
- топлинно съхранение в разтопена сол (Molten-salt Batteries Energy Storage);
- супер/свръх кондензатори;
- преобразуване във водород/горивни клетки (Hydrogen/Fuel Cell – HFC Storage).

За ЕЕС на България на този етап те изглеждат екзотични като реализация и цена, но евентуален научен и технологичен пробив би ги направил конкурентни на пазара с хоризонт 2040-2050 г. Тези технологии могат да предоставят системни услуги, като по този начин допълват финансовото си портфолио, оформено основно от търговия с електроенергия, в т.ч. балансираща. Развитието на електроенергийните пазари би довело и до нови иновативни решения за съхранение на енергията.

Доставка

Управлението на доставките при индустриалните потребители може да се разглежда в следните аспекти:

- намаляване на загубите;
- управление на товаровия профил според ценовите сигнали от пазара;
- двустранно предлагане на системни услуги.

След повече от десет години либерализиран пазар на едро в страната, може да се смята, че първите два аспекта са изяснени и са предприети стъпки за обхващането им. Потенциал за промяна съществува при изменение на товаровия профил според ценовите сигнали от пазара, тъй като борсовият пазар в страната стартира твърде късно и все още е волатилен с ниска ликвидност. Предоставянето на системни услуги от страна на индустриалните потребители е незначително развито като услуга, а възможностите не са малки. Основните услуги, които могат да се предоставят, касаят бърз и бавен третичен резерв, необходим на оператора на електропреносната мрежа за управление на ЕЕС. За тази цел са необходими съвместни действия на оператора на ЕЕС и индустриалните потребители за изготвяне на работна рамка, в т.ч. нови продукти и услуги, чрез която част от финансовата отговорност за осигуряване на третичен резерв ще се прехвърли от производителите към потребителите, в т.ч. посредством оптимизиране на наложените от КЕВР пределни цени за балансиране.

Иновативни технологии на ниво средно и ниско напрежение

Новите технологии, основно онези, свързани с ВЕИ, имат водещо значение при промяната на начините и организацията на енергийно потребление при потребителите.

В тази група попадат:

- акумулатори;
- електромобили и хибридни автомобили;

- SMART системи, в т.ч. електромери;
- ефективно осветление;
- фотоволтаици за собствена консумация и др.

Наблюдателите на енергийните пазари допускат сценарии на развитие, при които тези технологии водят до промени в потреблението в две противоположни посоки – увеличение на консумацията от мрежата (свързано основно с електромобилите, но и с увеличение на отоплението на електрическа енергия) и намаление на консумацията от мрежата (свързано основно с възможностите на децентрализираните системи).

Преминаването към по-интелигентни, по-гъвкави, по-децентрализирани, по-интегрирани, по-устойчиви, сигурни и конкурентни начини за предоставяне на енергия на потребителите, е ключова политика, която включва и използването на ВЕИ близо до консумацията.

Създаване на възможности за масово реализиране на почти нулево енергийни сгради чрез интегрирана в сградите фотоволтаика, установявайки съвместни иновационни усилия между фотоволтаичния сектор и ключови сектори на строителната индустрия.

На тази база се развива концепцията за „просюмери“, т.е. потребители на енергия, които същевременно произвеждат голяма част за задоволяване на нуждите си.

Други алтернативи са свързани с генериране на електроенергия чрез нови технологии от следващо поколение, включително и потенциално революционни, и пълното интегриране на устройства за акумулиране и конверсия на енергия (химични, електрохимични, електрически, механични и топлинни) в енергийната система ще осигури прехода към нисковъглеродна икономика.

За момента най-ефективната конверсия е електрохимичната, като се прилагат два основни подхода за съхранение на енергия от ВЕИ:

- в батерии – подход, който има дългогодишна силна индустрия;
- съхранение под формата на водород, произведен чрез електролиза на вода с енергия от ВЕИ – подход, който е в интензивно предкомерсиално развитие, с потенциал да се превърне в основата на нисковъглеродната енергетика.

Основните ниши на приложение на водородните технологии:

- транспорт – сухопътен (от велосипеди до автобуси и камиони); индустриални транспортни средства; морски, речни и въздушни превозни средства;
- стационарни приложения: производство (в т.ч. и съхранение) на водород с използване на енергия от ВЕИ (електролиза, био-водород) за различни цели – индустриални, гориво за транспорт, метанизиране на CO₂, ре-електрификация, интелигентни електрически мрежи, добавка към природен газ, автономно енергийно захранване, електро- и топлозахранване за битови и индустриални цели.

Други направления за енергийни иновативни проекти са свързани с проекти за оползотворяване на хидропотенциала на ВиК дружествата и възможностите на геотермалната енергия.

Отчитането на тези тенденции при моделиране и прогнозиране на промените при производството в близост до потребителя се отразява на база на следните допускания:

- Влияние на „просюмерите“ – допуска се, че все по-голяма част от новите сгради ще се реализират на принципа на сгради с близко до нулевото потребление, т.е. ще имат

по-малки енергийни нужди и ще произвеждат част от нужната им електрическа енергия на място, основно чрез фотоволтаични системи.

- Внедряване на малки системи за оползотворяване на отпадни енергийни ресурси, които се интегрират на локално ниво.
- Комбиниране на транспортните нужди с възможностите за генерация на електрическа енергия или на водородно гориво на локално ниво.

Прогнозите са, че към 2030 г. тези технологични решения ще имат все още слабо влияние, но към 2050 г. основният прираст на производство от фотоволтаични системи, достигащ до 3000 MWt при някои сценарии, ще се дължи именно на системите за локално производство.

Подобно на индустриалните потребители, и малките консуматори биха могли да участват в пазара на системни услуги, агрегирано чрез операторите на електроразпределителните мрежи. За тази цел са необходими активни действия от страна на операторите на мрежи и благоприятни пазарни механизми, предполагащи предоставянето на нови продукти и услуги за управление на ЕЕС.

Мерките за подпомагане на процеса на навлизане на новите технологии в системата на производство и доставка на електрическа енергия се свързват с подпомагане във фазата на проучванията и производството на прототипи.

В тази връзка е необходимо да се осигури приоритетно финансиране на научноизследователските и развойните дейности в областта на нови технологии за енергопроизводство и потребление от оперативни програми и вътрешни фондове след 2020 г.

Приложение 2. Развитие на мрежите на ЕЕС

Компоненти на енергийния сектор	Анализ на състоянието	Предложени дейности	Индикативни цели	Инструменти за реализация	Цели на стратегическо развитие		
Електроразпределителни мрежи	Технологичните разходи постепенно намаляват, достигайки нива от 12% през 2015 г. спрямо над 20% преди 2005 г. За Енерго Юг (EVN) те са под 10% за 2015 г.	Постепенно догонване на нивата на технологичните разходи в страните от Западна Европа	9% до 2030 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа	Повишаване на енергийната ефективност – намаление на технологичните разходи с 25% при базова 2015 г.		
			8% до 2040 г.		Повишаване на енергийната ефективност – намаление на технологичните разходи с 33.33% при базова 2015 г.		
	Мрежите са остарели, което от своя страна води до голяма аварийност, високи технологични разходи и ниски напрежения при потребителите. Неизолираните електропроводи са предпоставка за повишена аварийност, инциденти (в т.ч. човешки живот), кражби на електроенергия и ограничаване на инвестиционното строителство.	Кабелиране на мрежа 110 kV в урбанизираните територии	Кабелиране на мрежи средно напрежение в урбанизираните територии	90% до 2030 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа	Гарантиране на сигурността на доставките	
				98% до 2040 г.			
				90% до 2030 г.			
				95% до 2040 г.			
				75% до 2030 г.			
				90% до 2040 г.			
	Кабелиране (вкл. чрез изолирани проводници на стълбовни линии) на мрежи ниско напрежение в градовете	Кабелиране (вкл. чрез изолирани проводници на стълбовни линии) на мрежи ниско напрежение в селата	Кабелиране (вкл. чрез изолирани проводници на стълбовни линии) на мрежи ниско напрежение в селата	50% до 2030 г.			
				75% до 2040 г.			
2.5% от клиентите до 2025 г.				Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа. Конкурентна среда			Подкрепа на енергийната ефективност; Подкрепа в изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар
10% от клиентите до 2030 г.							
25% от клиентите до 2035 г.							
50% от клиентите до 2040 г.							
Липса на smartmeters, която ограничава възможността на потребителите да оптимизират електропотреблението си. Наличие на несинхронизирани електромерни данни по време и тип потребители за нуждите на отчетността, анализа и планирането	Внедряване на "smartmeters"	Внедряване на "smartmeters"	90% от инсталациите до 2030 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените	Подкрепа в енергийна ефективност; Гарантиране на		
			Непълно изпълнение на задълженията по чл. 30, ал.4 от ЗЕВИ. Затруднено диспечирание на			Наблюдение в реално време на инсталациите за производство на	

	разпръснатите генерации.	електроенергия	98% от инсталациите до 2040 г.	инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа. Конкурентна среда	сигурността на доставките; Устойчиво използване на енергията от възобновяеми източници
		Изграждане на телекомуникация и телемеханизация за дистанционно диспечирание на разпръснати генерации	Всички инсталации над 1 MW до 2030 г.		
			Всички инсталации над 100 kW до 2040 г.		
		Изграждане на телекомуникация и телемеханизация за дистанционно диспечирание на системи за акумулиране на енергията	Всички инсталации над 1 MW до 2030 г.		
Електропреносна мрежа	Все още съществуват подстанции, едностранно захранени при неизпълнен критерий за сигурност N-1	Реализиране на втора връзка за едностранно захранени подстанции 110 kV	до 2030 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.	Гарантиране на сигурността на доставките
	Все още съществуват въздушни линии 110 kV в урбанизираните територии, създаващи предпоставки за повишена аварийност, инциденти и ограничения в инвестиционното строителство	Кабелиране на мрежа 110 kV в урбанизираните територии	90% до 2030 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.	Гарантиране на сигурността на доставките
			98% до 2040 г.		
Поради затваряне на реактори 1-4 в АЕЦ „Козлодуй“, се измени топологията на генериращите мощности в страната, като мрежовата инфраструктура на ниво 400 kV в Югоизточна България се оказва недостатъчна	Удвояване на пръстен 400 kV по направление Пловдив – Варна	до 2025 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.	Гарантиране на сигурността на доставките. Подкрепа в енергийната ефективност	

	При реализация на проекта „АЕЦ Белене“ възниква необходимост от нова мрежова инфраструктура	(съгласно актуален 10-годишен план на ЕСО ЕАД): - Изграждане на минимум 5 връзки на ниво 400 kV; - Съществуване на коридор 400 kV АЕЦ „Белене“ – Пловдив; - Изграждане на връзки на ниво 110 kV;	Преди пускане в експлоатация на АЕЦ „Белене“	Договор за присъединяване; Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи	Гарантиране на сигурността на доставките
	Поддържане на персонал в подстанции 110/СрН за сметка на автоматизация	Създаване на опорни пунктове; преквалификация на персонала	15% от подстанциите до 2030 г. 40% от подстанциите до 2040 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.	Гарантиране на сигурността на доставките
	Наличие на възможности за повишаване на енергийната ефективност на собствените нужди в подстанциите	Санитарне; LED осветление; фотоволтаични панели; използване на охлаждането на трансформаторите за топлоснабдяване и др.	с 20% до 2030 г. при базова 2015 г. с 40% до 2040 г. при базова 2015 г.	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.	Подкрепа в енергийната ефективност
Междусистемна свързаност	България има междусистемни връзки с всички съседни страни. Допълнителна връзка с Гърция би повишила сигурността на взаимната свързаност югоизточна посока (в т.ч. с Турция). Изводите от Дейност I за дефицити на електроенергия на Западните Балкани създават предпоставка за развитие на мрежовата инфраструктура в тази посока. Волатилността и огромното въздействие, което Турция може да има на регионалния електроенергиен пазар, предполагат внимателно планиране на мрежовата инфраструктура.	Изграждане на втора междусистемна връзка на 400 kV с Гърция Изграждане на втора междусистемна връзка на 400 kV със Сърбия	до 2025 г. след укрепване на мрежа 400 kV на Сърбия	Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа. Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.	Гарантиране на сигурността на доставките; Устойчиво използване на местните енергийни ресурси; Изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар

		<p>Активна политика на ЕСО ЕАД с TEIAS за увеличаване на предлаганите за разпределение между търговците преносни способности при съществуващата междусистемна свързаност</p>	<p>срок постоянен до постигане на максималните преносни способности при спазване на критериите за сигурност</p>	<p>Конкурентна среда</p>	
		<p>Проучване и евентуално изграждане на още една междусистемна връзка с Турция на ниво 400 kV</p>	<p>След постигане на успех по предната точка</p>	<p>Конкурентна среда; Контрол и санкции на КЕВР върху направените инвестиционни разходи и резултатите от тях; Използване на национални и европейски фондове за подкрепа.</p>	

Приложение 3. Специфични стратегически цели на „БЕХ“ ЕАД, свързани със стратегическите виждания за сектор „Електроенергетика“

Увод

Връзката между националните стратегически цели и ролята на БЕХ при изпълнението им е обусловена от мястото на холдинга в енергияния сектор на България.

„Български енергиен холдинг“ (БЕХ) ЕАД е холдингово дружество, обединяващо компании, развиващи дейност в производство и пренос на електрическа енергия, пренос, транзит и съхранение на природен газ, както и добив на лигнитни въглища. Дружеството е 100% собственост на българската държава и е най-голямото държавно дружество в страната на база притежавани активи. Правата на собственост от страна на държавата се упражняват от Министъра на енергетиката. Групата притежава основните предприятия за производство на електроенергия в страната, както и мрежата за пренос на електроенергия и мрежите за пренос и транзит на природен газ. Групата също е общественият доставчик и на електроенергия, и на газ в България и затова е стратегически значимо държавно дружество. Пазарният дял на Групата за производство на електроенергия в България е 63% през 2016 г., при инсталирана мощност за производство на електроенергия от 6.3 ГВ и произведени 28.36 ТВтч електроенергия.

Дейността на дружеството е ключова за осигуряване на държавната политика на местните и регионални пазари и за осъществяване на националните цели за постигане на максимална ефективност и доставка на надеждна и достъпна енергия.

1. Външна среда

1.1. Европейски политики в областта на енергетиката и климата

Електроенергийният сектор в ЕС е в процес на дълбока трансформация, която се характеризира с по-децентрализирани пазари с повече участници, национални системи с по-добра взаимна трансгранична свързаност и по-голям дял на енергията от възобновяеми източници. Тази трансформация извежда нови предизвикателства пред енергийните компании.

Стратегията за Енергиен съюз от 25 февруари 2015 г. разширява периметъра на управление извън Рамката за политиките в областта на климата и енергетиката за 2030 г. и включва всички пет измерения на Енергийния съюз (енергийна сигурност, солидарност и доверие; вътрешноевропейски енергиен пазар; постигане на по-умерено потребление; декарбонизация, включително използване на възобновяеми енергийни източници; и научни изследвания, нововъведения и конкурентоспособност).

Към настоящия момент, четвъртият енергиен пакет не е приет съгласно законодателната процедура на ЕС, но е включен като приоритет в програмата за работа на Съюза. Преговорният процес в рамките на законодателната процедура на ЕС е в напреднал стадий, като предложенията на Комисията, подкрепени от Съвета, са в процес на обсъждане.

Поради това че политиката на Съюза в областта на енергетиката зачита свободата на избор на национален енергиен микс, държавите-членки разполагат с правото да изберат, съобразно националните специфики, конкретните пътища, темп и мерки за

изпълнение на рамките, поставени от европейските изисквания. **Законодателството на ЕС предвижда и допуска обосновани изключения от изпълнението на някои цели и забрани, заложи в европейските нормативи.**

Формирането на специфична национална енергийна политика е възможност за развитие на енергийните дружества у нас, на база на съществуващите активи и натрупан опит, но е свързано с активно участие в дебата по установяване на конкретните параметри на политиките на ЕС и формиране на съответните европейски и национално обвързващи цели.

Така успешната реализация на бизнес плановете на корпоративно ниво, особено на държавните дружества, зависи в значителна степен от планирането и осъществяването на националните стратегически цели.

1.2. Национални енергийни политики

Според актуализираната Стратегия за национална сигурност на Република България, между важните национални интереси се нареждат гарантиране на енергийната сигурност чрез диверсификация на видовете енергия, източниците и трасетата на доставка на енергийни и други стратегически суровини.

Енергийната сигурност е елемент на националната сигурност и е предпоставка за икономическа стабилност, а високата зависимост от енергийни ресурси се определя като предпоставка за уязвимост в икономически и политически план.

Националните специфики следва да бъдат представени, обосновани и защитавани в рамките на законодателния процес на ниво ЕС. Специфични национални решения могат да включват избора и отстояването на съобразени с местните условия цели (когато рамката предвижда държавите-членки сами да определят целеви прагове за достигане на общи европейски цели), искания за дерогации от конкретни прагови изисквания или пазарни интервенции от страна на държавите-членки. Дерогациите се разглеждат като допустими и защитими изключения, като основните усилия следва да бъдат насочени към изпълнение на рамковите задължения. За да не се превърнат в тежест, изпълнението на общностните политики следва да бъде интегрирано в стратегическите документи, свързани с цялостното икономическо развитие на страната, чрез което да се стимулира конкурентоспособността на икономиката и благосъстоянието на обществото.

Анализът на външната среда води към формулиране на национални стратегически цели, които имат пряко отношение към развитието на „БЕХ” ЕАД и са подчинени на една **генерална цел в сектора на електроенергетиката:**

Постигане на национална енергийна сигурност, базирана на високотехнологична, балансирана, устойчива и адаптивна електроенергийна система, която използва ефективно националния енергиен потенциал, гарантира достъпна електроенергия и благоприятства конкурентоспособността на икономиката.

Генералната цел отчита целите на Европейския енергиен съюз, в т.ч. изискванията за развитие на сектора на пазарен принцип и осигуряване на благосъстоянието на обществото.

Последващите стратегически цели, които са свързани с провеждане на националната политика по всяко от петте измерения на Енергийния съюз, са:

Стратегическа цел: *Гарантиране сигурността на доставките*

Стратегическа цел: *Устойчиво използване на местните енергийни ресурси*

Стратегическа цел: *Ограничаване на емисиите на вредни и парникови газове и използване на енергия от възобновяеми източници*

Стратегическа цел: *Повишаване на енергийната ефективност*

Стратегическа цел: *Изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран електроенергиен пазар*

Стратегическа цел: *Осигуряване на социална поносимост на енергийния преход и защита от енергийна бедност*

При развитие на бизнес плановете си енергийните дружества следват националните политики и предприемат мерки за постигане на стратегическите цели, в рамките на тяхната сфера на действие. Важна задача на енергийните дружества е и анализиране на външната среда и предоставяне на обосновки за формиране или актуализиране на националните цели.

Инструментите за анализ и адаптиране към външната среда са систематично наблюдение на пазарната среда, промените в поведението на потребителите и участие в научноизследователски и развойни дейности в областта на новите технологии.

Макроикономическата оценка за развитие на българската икономика извежда три варианта на растеж, като базов за планиране на развитието на енергийния сектор следва да е вариантът с умерен растеж. За този вариант се планира ресурсната обеспеченост и производствени мощности, което гарантира енергийната сигурност при нисък и умерен икономически растеж на страната. По отношение на развитието на мрежовата инфраструктура, трябва да се отчита възможността за постигане на варианта с висок икономически растеж и да се планират мерки за адекватно гарантиране на сигурността на доставките, което е възможно да бъде от собствен или външен източник.

За планиране на енергийни баланси и ресурсна обеспеченост на националното потребление се изхожда от прогнозите за умерен сценарий. Възможността за постигане на висок икономически растеж, а оттам и по-високо вътрешно потребление, трябва да се отрази в рамките на последващи актуализации на националните плановете.

2. Приоритети на бизнес планирането

Визията на „БЕХ” ЕАД е насочена към целта за постигане на високотехнологична, сигурна и надеждна енергийна система, базирана на съвременни технологии, която да отговаря на европейските критерии, като същевременно използва максимално наличния ресурс в България и защитава в най-висока степен българските потребители.

Тези приоритети са непостижими без наличието на развит енергиен пазар и реализация на редица нови инвестиционни проекти, както в енергетиката, така и в националната икономика като цяло.

На база на анализите, извършени в рамките на проекта за изготвяне на национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката), са

идентифицирани проблемните области в сектора (Таблица ПЗ.1). На тяхна база се извеждат основните приоритети при бизнес планирането и предложения за конкретни мерки.

Прогнозите за увеличено търсене, както на електрическа енергия, така и на природен газ, поставят Холдинга в добра позиция за развитие, но текущите предизвикателства за преодоляване на финансовите дефицити изискват предприемане на мерки в краткосрочен план.

Ценовото дерегулиране е важен фактор за стабилизиране на предприятията от групата „БЕХ”, но за да бъде устойчив този процес е необходимо активно сътрудничество с държавата за осъществяване на мерки, фокусирани върху: (а) защитата на енергийно бедните и уязвимите потребители, чрез програмите за социално подпомагане в краткосрочен план; и (б) енергийна ефективност в средносрочен план.

Успоредно с усилията за пазарно позициониране, при въвеждането на напълно либерализиран пазар, „БЕХ” трябва да оказва съдействие за развитие на програмите на предприятията от групата, като:

- съдейства на „НЕК“ ЕАД за запазване на финансова стабилност в процеса на преход от функцията на задължена страна по договори с преференциални условия, към компания, предоставяща системни услуги на национален и регионален пазар;
- съдейства на „ЕСО“ ЕАД за реализация на плановете за изграждане на вътрешно системни и трансгранични електропроводи и развитие на средствата и механизмите за балансиране;
- съдейства на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „Мини Марица изток“ ЕАД в процеса на запазване на конкурентното производство на електрическа енергия, базирано на лигнитни въглища;
- координира плановете за развитие на генериращи мощности с АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД.

Успешното управление на енергиен лидер с доминиращо държавно участие има своите преимущества, в т.ч. осигуряване на национална сигурност, надеждна инфраструктура и ресурси за действия при бедствия и аварии. **Този модел може да бъде устойчив само ако се интегрира в пазарните реалности и не е доминиран от социалната функция.**

Промяната във външната пазарна среда позволява търсенето на нови възможности за пазарно развитие на Холдинга, чрез развитието на пазарни центрове, включително изграждане на регионален газов хъб, но също и на център за прогнозиране и редиспечирание на електроенергийните потоци в региона.

Динамичната пазарна среда и бурното навлизане на новите технологии налагат постоянно наблюдение на процесите и търсене на иновативни решения за поддържане на конкурентоспособността на две нива:

- Утвърждаване на „БЕХ” като конкурентен субект на пазара на едро – развитие на организацията в съответствие с въвежданите пазарни и регулаторни механизми; пазарно позициониране на регионален пазар; ефективно използване на капитализацията за развитие на мрежата и производствата при конкурентен регионален пазар.
- Отчитане на тенденциите за развитие на децентрализиран подход за доставка и потребление – отчитане на тенденциите за създаване на множество конкуриращи се

структури и включване на потребителите, като активен участник в системата за доставка на енергия на локално ниво или като търговски участници, които предоставят балансиращи услуги.

Промяната в пазарната среда и развитието на регулаторни и организационни механизми са обобщени в Таблица ПЗ.2.

3. Предизвикателства и възможности

Балансирането на предизвикателствата, свързани с постигане на вътрешна финансова устойчивост, въвеждане на промени, съобразно външните изисквания и утвърждаване на компаниите от групата на „БЕХ” като конкурентни участници на регионален пазар, в т.ч. вътрешен, изисква отчитане на източниците на неопределеност и ефективно използване на инструментите за развитие на Холдинга.

Основни източници на неопределеност при планиране и прогнозиране са свързани с:

- Повишените изисквания за опазване на околната среда, безопасността и грижата за здравето на хората изискват непрекъснато повишаване на качеството на предлаганите услуги и доставки.
- Появата на редица нови конкуренти на регионален пазар, при обединение на националните пазари.
- Част от мерките за постигане на равни конкурентни условия за предлагане на енергия и услуги може да има неблагоприятно въздействие върху финансовия дефицит на дружествата от групата на „БЕХ”.
- Инертност при провеждане на политики – допуска се натрупаните проблеми да ескалират и да доведат до принудени действия и финансова неустойчивост.
- Липса на дългосрочна визия и последователна политика.

Основни инструменти за изпълнение на корпоративните приоритети са:

- Енергийната ефективност при производството и преноса на енергия остава основен механизъм за намаляване на разходите.
- Управление на инвестиционните програми и планове, следвайки дългосрочни визии за развитие и при използване на наличните активи и компетентности.
- Използване на механизма за регулиране, чрез добавка „Задължение към обществото“, в допълнение на цените за достъп до и пренос през мрежите.
- Създаването на зона за внос-износ може да осигури условия за увеличаване на доставките от групата предприятия на „БЕХ”, поради което този механизъм трябва да бъде детайлно развит и предложен за адаптиране в нормативната база.
- Възможностите за управление на пазарните заявки за доставка на регионално ниво са перспективна ниша за развитие на нови пазарни продукти.

Една от особеностите на българския енергиен пазар е, че е налице значителен капацитет, договорен по дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия или

възползващ се от преференциални цени. Производството от независимите производители на електроенергия (НПЕ) по дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия и електроенергията, произведена от възползващи се от преференциални цени производители от ВЕИ и ко-генерации възлизат на около 35-40% от нетното производство. И в двата случая, произведените обеми и цените се определят по специалните клаузи/разпоредби, заложи в договорите/нормативната база.

Преходът към предоставяне на цялата произведена у нас енергия през борсата налага промяна в модела на участие на НЕК на пазара, като предстои прилагане на две процедури: (i) доброволно предоговаряне на договорите, по които НЕК е страна; и (ii) виртуално производство, при което координатори на балансиращи групи ще предоставят произведената от малки ВЕИ енергия на борсата.

Стратегията за интегриране в конкурентния пазар на едро на НПЕ с дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия и производители, възползващи се от преференциални цени, включва по-широко ангажиране на Фонд „СЕС“.

Основен инструмент за постигане на ефективно доброволно предоговаряне с НПЕ е преобразуване на договора за изкупуване на енергия във финансов му еквивалент, т.нар. Договор за премия (ДЗП), при което ключов елемент е процесът на определяне на референтна пазарна цена.

В по-дългосрочен план, както е при другите развити пазари в Европа, пазарът за двустранна търговия вероятно ще еволюира във финансов пазар, на който дългосрочните договори са чисто финансови и използват цената на пазара „Ден напред“ като референтна цена. Основната причина за това е, че изискването за обезпечение на един финансов пазар е по-ниско от това на физически пазар. Отварянето на финансов пазар обаче изисква наличието на силен и ликвиден пазар „Ден напред“, който да осигури, че ако участниците на пазара хеджират своя ценови риск във финансов договор, те ще могат да получат достъп до физическите количества на основния пазар.

Новите изисквания към ТЕЦ на въглища за допустими емисионни лимити генерират значим риск от задълбочаване на финансовия дефицит във веригата ТЕЦ – Мини Марица Изток. Това налага необходимостта от търсене на възможности за привличане на финансова подкрепа за развитие на иновативни проекти и запазване на производствените мощности, и за организационна промяна за запазване на производството на „Мини Марица-изток“ и производство на електроенергия от източноаришки лигнити.

„Мини Марица-изток“ е възгледобивно дружество в началото на технологичния процес за производство на електроенергия от находището на лигнитни въглища „Марица-изток“, работещо в съответствие с Концесионен договор от 11.08.2005 г., със срок на валидност до 22.07.2043 г.

Отчитайки увеличавания натиск за ограничаване на производството на електрическа енергия от въглища, в т.ч. чрез все по-стриктни емисионни норми, тенденцията за увеличение на цената на емисиите, както и чрез планираните ограничителни условия за участие на тези производства в механизмите за осигуряване на капацитет, е необходимо да се анализира оптимален сценарий за развитие. Такъв сценарий допуска извеждане на блокове 1-4 (инст. мощност 696 MW) на ТЕЦ „Марица-изток 2“ до 2030 г. и плавно намаляване на производството на електроенергия в комплекса „Марица-изток“ до 11.3 TWh през 2036 г. и след това, съответно на добива на въглища от 28.5 Mt до критичния – 18 Mt. Възможностите за по-нататъчно понижаване на производствения

капацитет на ТЕЦ в комплекса и съответно намаляване на добива на въглища под 18 Mt годишно изисква дългосрочно планиране на промяната с хоризонт 2030 г. и след това.

Лигнитните въглища се използват преобладаващо за производство на електроенергия в електроцентрали, изградени непосредствено до находището, технологично свързани с рудниците посредством транспорта, подготовката на въглищата (дробене, усредняване на качеството), депониране на отпадъците и други дейности. Това е причината, поради която често рудниците и електроцентралите в находищата за лигнитни въглища действат във вертикално-интегрирана структура за производство на краен продукт – електроенергия. *Такава структура показва висока ефективност, при ниска консумация на енергия, висока производителност, по-голяма гъвкавост на добива и като резултат – по-ниски променливи разходи при производството на електроенергия.*

Това дава основание да се препоръча разглеждане на различни варианти на съсобственост върху „Мини Марица Изток“, така че трите компании собственици на ТЕЦ в комплекса, които сега са конкуренти на пазара, при един доставчик на гориво, да подобрят конкурентоспособността си при производство на електроенергия.

С приключване на проектите за удължаване на срока за работа на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ и увеличаване на мощността, както и при изплащане на заемите, във връзка с модернизацията на блоковете, възниква възможност за устойчиво дългосрочно планиране за изграждане на заместващи мощности с участието на АЕЦ „Козлодуй“. Възможностите за такова участие се свързват с изграждане на заместващи мощности на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ или за участие в проект за реализация на нова ядрена мощност на площадка „Белене“.

4. Стратегически мерки, съответстващи на националните стратегически цели, изведени в проекта за Национална стратегия в областта на електроенергетиката

Като държавно енергийно дружество с доминираща пазарна роля, „БЕХ“ ЕАД гарантира сигурността и относителната независимост на енергийните доставки в България. Дружеството има непосредствена роля за изпълнение на националните цели за запазване, разширяване и развиване на българския енергиен сектор.

Успехът от прилагането на мерките за постигане на националните стратегически цели в голяма степен е свързан с осъществяване на координираност на бизнес плановете на „БЕХ“ ЕАД и на дружествата от Холдинга.

При умерения и високия сценарии за крайно нетно електропотребление след 2030-2035 г. и при отчитане на изискванията за сигурност на доставките, се очертава недостиг на генерация на електроенергия от национални производители. Обобщените резултати от прогнозата за развитие на електропроизводствените мощности показват възможните алтернативи за решаване на проблемите с покриване на вътрешното електропотребление и осигуряване на необходимите резерви на ЕЕС.

Въз основа на тези прогнози е формулирана стратегическа цел за планиране на изграждането на мощности за гарантиране на сигурността на електроенергийните доставки в периода след 2030 г. на пазарен принцип и без държавна подкрепа.

В съответствие с тази цел, „БЕХ” ЕАД има възможността да планира дългосрочното развитие на дружествата в групата, като осигури необходими допълнителни производствени капацитети.

Основните приоритети в развитието на електроенергийната мрежова инфраструктура се обуславят както следва:

- гарантиране сигурността на доставките;
- създаване на достъпна и безопасна урбанизирана среда;
- обединение на електроенергийните пазари и достъп на всички ползватели до всички сегменти на пазара (в т.ч. балансиращ пазар, пазар на резерви и т.н.);
- повишаване на ефективността, като оперативно управление и намаление на технологичните разходи на електроенергия.

За постигане на устойчиво развитие на националната електроенергийна инфраструктура до 2030 г. се предлага следната водеща **стратегическа цел**:

Развитие на „БЕХ” от финансов холдинг към активен търговски участник на енергийните пазари в региона,

и свързаните с нея **мерки**:

- Изпълнението на стратегическата задача за развитие на вътрешния и регионален свободен пазар създава конкурентен натиск от регионални доставчици на електрическа енергия, но и възможност за разширяване на пазара на производствените дружества на „БЕХ” в региона. Такава стратегия е свързана със следните фактори:
 - Премахването на ролята „обществен доставчик“ открива възможности за разширяването на търговската дейност на „НЕК” ЕАД и оптимизиране на енергийното портфолио, чрез внос/износ на електроенергия, създаване на регионални офиси (по подобие на успешните търговци на електроенергия), предоставяне на различни енергийни продукти за региона (базова енергия, блокова енергия, пикова енергия, покупки при излишък и др.).
 - Създаване и използване на финансови пазари за търговия с производни продукти, базирани върху продуктите, съществуващи на пазарите с физическа доставка на електроенергия – Българската независима енергийна борса вече не е част от холдинга, което открива възможност за развитие на собствен централизиран търговски инструмент.
- ЕСО се утвърди като независим системен оператор с положителни финансови резултати и е бенефициент по няколко проекта за междусистемна свързаност. Тези обстоятелства откриват възможност за предлагане на балансиращи услуги в региона и за подобряване на позицията на производствените дружества на „БЕХ” като регионални доставчици на балансираща енергия и резерви. За целта е нужно активно участие на ЕСО в създаването на регионален балансиращ пазар и регионален пазар на резервни мощности. Платформите на тези пазари трябва да се позиционират в България, като по този начин се акумулират компетенции, иновации, развойни дейности и не на последно място нови високотехнологични работни места. Мерките за постигане на тази цел включват:
 - Промяна в пазарния модел и въвеждане на иновативните пазарни и технологични възможности за балансиране на ЕЕС.

- Активно участие в пазарите на балансираща енергия, резерви и допълнителни услуги от страна на индустриалните потребители и на операторите на електроразпределителните мрежи, като агрегатори на крайните клиенти.
- Внедряване на хибридни системи (например акумулираща батерия и ВЕИ) за производство и потребление на електроенергия и въвеждане на схеми за подпомагане, свързани с развитието на преносната и разпределителните електрически мрежи, включително междусистемни връзки, на интелигентни мрежи, както и изграждането на регулиращи и акумулиращи съоръжения, свързани със сигурното функциониране на електроенергийната система при развитие на производството на енергия от възобновяеми източници.
- Активно участие и членство на ЕСО ЕАД в проектите за балансиране на ENTSO-E.
- Електропроизводствените мощности в „БЕХ” са гръбнакът на националната електроенергийна система. Стратегическата цел за тяхното устойчиво дългосрочно развитие изисква последователно осъществяване на мерки за:
 - Развитие на производствените мощности на площадка „Козлодуй” – удълженият срок за работа на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй” осигурява възможност за устойчиво дългосрочно планиране за изграждане на заместващи ядрени мощности.
 - Запазване на производствените мощности в комплекса Марица изток – новите изисквания към ТЕЦ на въглища за допустими емисионни лимити създават риск от задълбочаване на финансовия дефицит във веригата ТЕЦ – Мини Марица Изток, но и възможност за привличане на финансова подкрепа за развитие на иновативни проекти при изгаряне на лигнитни въглища и запазване на производствените мощности.
 - Развитие на производствените мощности на „НЕК” и утвърждаването на компанията като доставчик на системни услуги с висока пазарна стойност.
- Обвързаност с националния пазар на електрическа енергия – прокарването на социално ангажирана политика на ценообразуване води до риск за увеличаване на финансовите дефицити, но и възможност за стабилизация при промяна на модела и координация с Фонд „СЕС” при въвеждане на механизмите на договори за премии. Тази мярка се съпътства с постепенна промяна на пазарния модел и отпадане на функциите на „НЕК” да е задължена страна и изкупува „скъпа“ електрическа енергия.
- Ориентиране към нови пазарни ниши:
 - Развитие на високотехнологични децентрализирани услуги и методи на потребление – риск от загуба на пазарен дял, но и възможност за навлизане в нови области, чрез използване на натрупан опит и финансиране на пилотни проекти за комплексни продукти (ВЕИ и акумулация). Нарастването на дела на ВЕИ в региона все повече ще изисква предлагане на акумулиращи мощности, като освен ПАВЕЦ могат да се проучат възможностите за инвестиции и в други технологии (акумулиращи батерии, системи за съхранение на топлина и др.), които могат да ползват държавна подкрепа по чл. 2, ал.2, т.4 от ЗЕВИ и/или финансиране по европейски програми.
 - При подходящи пазарни условия и комфортна регулаторна рамка е целесъобразно да се изследва възможността за инвестиции във ВЕИ. За целта може да се създаде

отделно дружество на „БЕХ”, като инвестициите не трябва да се ограничават само на територията на страната, а там, където е целесъобразно в региона.

Обвързващите цели на енергийната политика на ЕС, и по-специално тези за намаляване на емисиите, енергийна ефективност и дял на възобновяеми източници на енергия, ще се изпълняват в съответствие с потенциала, икономическата ситуация и условията в страната. Такава национална стратегия позволява на Холдинга да формира адекватна бизнес стратегия за развитие и по-нататъшно утвърждаване като водещ пазарен субект на енергийния пазар в региона.

Поради това че редица страни от региона все още прилагат непазарни подходи при формиране на цените на електрическата енергия и природния газ за потребителите, което е свързано както с исторически обусловени обективни проблеми на социално-икономическото развитие, така и със субективни конюнктурни политически съображения, прогнозата за движението на цените в средносрочен план съдържа значима неустойчивост. **Поради това, поддържане на постоянно наблюдение, анализ и прогнози на регионалния пазар за целите на планирането и управлението на националната електроенергийна система се превръща във водеща задача на оперативния мениджмънт.**

Реализацията на инвестиционните планове и на „БЕХ” ЕАД и дъщерните му дружества изисква развитие на взаимодействието между държавни и частни структури, както в производството, така и в преноса, разпределението, търговията и потреблението на електроенергия. В това направление трябва да се търсят ефективни форми на публично-частно партньорство за решаване на конкретни задачи, но и за промени в собствеността и частично реструктуриране, като подход за подобряване на цялостното състояние на „БЕХ” ЕАД и преодоляване на натрупаните финансови проблеми.

**Таблица ПЗ.1. Идентифицирани проблеми в сектор „Електроенергетика”,
отразени в специфичните стратегически цели на „БЕХ” ЕАД**

Стратегическа цел	Електроенергиен сектор – проблеми по веригата производство/потребление				
	Ресурси	Производство	Пренос	Разпределение	Потребление
Сигурност на доставките	Ограничени местни ресурси Алтернативи с внос на газ или ел. енергия	Нужда от нови мощности в дългосрочен план Потенциални социални проблеми при закриване	Управление на зимен максимум и летен минимум Потенциален риск при рязка промяна на микса	Тежка процедура по присъединяване	Уязвими потребители и енергийна бедност Потенциален риск от зависимост при нужда от внос
Декарбонизация	Натиск за ограничаване на лигнитите Високи инвестиции за ВЕИ	Необходимост от маневрени мощности за балансиране на ВЕИ	Необходимост от нови мрежи за интегриране на ВЕИ		Все още води до повишение на цените на ел. енергия
Енергийна ефективност	Неефективно използване за крайно потребление	Неефективен модел за комбинирано производство		Все още високи технологични разходи	Изисква високи инвестиции при ниски цени на ел. енергия
Либерализиран пазар	Въвеждане на „политически“ инструменти за подкрепа или отстраняване на производители на ел. енергия от пазара	Наличие на производители с преференции Непазарни разходни добавки Финансови дефицити	Повишени изисквания за балансиране на пазарни участници	Недостиг на цифрови системи за управление на доставките	Неразвити пазарни механизми и продукти Висока пазарна концентрация Наличие на регулиран пазар
Иновации и конкурентоспособност	Скъпи беземисионни решения за бъдещо използване на лигнити Ограничено проучване на местни залежи на въглеродороди	Ограничени научно приложни инициативи за развитие на нови технологии Липса на квалифицирани кадри	Управление на промяната в системата производство-потребление	Липса на модел за интегриране на децентрализирано производство на ел. енергия	Потенциал за значима промяна в потреблението в бъдеще

Практически идентифицираните основни текущи проблеми са свързани с трупане на финансови дефицити в сектора и противоречията, произтичащи от въвеждането на нов пазарен модел, при което се търси пълна интеграция в регионалните пазари, но се сблъскваме с риска от социално напрежение и ограничаване на конкурентоспособността на индустрията. В дългосрочен план необходимостта от нови мощности става приоритетен въпрос, както поради излизане на сегашни мощности от експлоатация, така и поради по-широкото навлизане на електрическата енергия в услугите, транспорта и бита.

Таблица ПЗ.2. Действия в политиката на „БЕХ” ЕАД за постигане на устойчиво балансиране на ЕЕС

Анализ на състоянието	Предложени мерки	Индикативни цели	Инструменти за реализация	Цели на стратегическо развитие
Необходимост от нови базови и маневрени мощности съгласно оценките в Националната енергийна стратегия	Изграждане на пазарен принцип	Съгласно сроковете в Националните планове	Организационни мерки; Инвестиции в условията на конкурентна пазарна среда	Икономическо развитие; Енергийна ефективност; Опазване на околната среда; Национална устойчивост
Наличие на нормативни, регулаторни и бюрократични бариери пред съществуващите и иновативните пазарни и технологични възможности за балансиране на ЕЕС, както при недостиг, така и при излишък, в т.ч. прехвърляне на част от финансовата отговорност за осигуряване на третичен резерв от производителите към потребителите, чрез оптимизиране на наложените от КЕВР пределни цени за балансиране.	Промяна в пазарния модел (либерализация)	до 2021 г.	Адекватност на регулаторната рамка; Организационни мерки; Инвестиции в условията на конкурентна пазарна среда	Икономическо развитие; Енергийна ефективност; Опазване на околната среда
Пасивност в пазарите на балансираща енергия, резерви и допълнителни услуги от страна на индустриалните потребители и операторите на електроразпределителните мрежи, като агрегатори на крайните клиенти – срок до 2030 г.	Промяна в пазарния модел (либерализация)	до 2021 г.	Адекватност на регулаторната рамка; Организационни мерки; Инвестиции в условията на конкурентна пазарна среда	Икономическо развитие; Енергийна ефективност; Опазване на околната среда; Социална поносимост
Липса на регламенти за внедряване на хибридни системи (например акумулираща батерия и ВЕИ) за производство и потребление на електроенергия по отношение на: - Необходимост от лицензиране на обект над 5 MW (Закон за енергетиката); - Изисквания за присъединяване (Наредба за присъединяване); - Технически изисквания и оперативно управление (Правила за управление на ЕЕС и Правила за управление на електроразпределителните	Промяна в пазарния модел (либерализация)	до 2021 г.	Адекватност на регулаторната рамка; Организационни мерки; Инвестиции в условията на конкурентна пазарна среда	Икономическо развитие; Енергийна ефективност; Опазване на околната среда

Анализ на състоянието	Предложени мерки	Индикативни цели	Инструменти за реализация	Цели на стратегическо развитие
мрежи, Наредба №РД-16-57 от 28.01.2008 г.)				
Непълнота на нормативната база с процедура, касаеща изпълнението на чл.2, ал.2, т.8 от Закона за енергията от възобновяеми източници – въвеждане на схеми за подпомагане, свързани с развитието на преносната и разпределителните електрически мрежи, включително междусистемни връзки, на интелигентни мрежи, както и изграждането на регулиращи и акумулиращи съоръжения, свързани със сигурното функциониране на електроенергийната система при развитие на производството на енергия от възобновяеми източници	Промяна в пазарния модел (либерализация)	до 2021 г.	Адекватност на регулаторната рамка; Организационни мерки; Инвестиции в условията на конкурентна пазарна среда	Икономическо развитие; Енергийна ефективност; Опазване на околната среда
Не достатъчно участие на ECO ЕАД в проектите за балансиране на ENTSO-E	Активно участие и членство в IN IGCC	с дерогация за всички ОПС до 2021 г.	Организационни мерки	Икономическо развитие; Енергийна ефективност; Опазване на околната среда
	Активно участие и членство в aFRR (PICASO)	с дерогация за всички ОПС до 2023 г.	Организационни мерки	
	Активно участие и членство в mFRR (MARI)	с дерогация за всички ОПС до 2023 г.	Организационни мерки	
	Активно участие и членство в RR (TERRE)	с дерогация за всички ОПС до 2021 г.	Организационни мерки	