



Договор с предмет:

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

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД 1

(окончателен)

31 октомври 2017 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

ВЪВЕДЕНИЕ.....	9
ДЕЙНОСТ I. „ЦЯЛОСТНА МАКРОИКОНОМИЧЕСКА ОЦЕНКА НА РАЗВИТИЕТО НА БЪЛГАРСКАТА И ЕВРОПЕЙСКИТЕ ИКОНОМИКИ В СЛЕДВАЩИТЕ ДЕСЕТИЛЕТИЯ“	11
1. Задание на проекта по Дейност I.....	11
2. Подход на изследването по Дейност I.....	11
3. Проектиране на икономическата динамика: методологически бележки	12
4. Предпоставки и допускания за входните параметри на модела	19
4.1. Развитие на световната и европейската икономики	19
4.2. Оценка на влиянието на новите технологии върху икономическото развитие.....	22
4.3. Развитие на структурата на българската икономиката по основни сектори	23
4.4. По-пълно и по-ефективно използване на природните условия и ресурси.....	27
4.5. Подобряване на икономическата среда	28
5. Варианти на развитие на българската икономика до 2040 г.....	30
5.1. Темпове на растеж и равнище на БВП на България	30
5.2. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката	36
6. Население и заетост при 3-те варианта на икономически растеж.....	40
ДЕЙНОСТ IА. „АНАЛИЗ НА СЪСТОЯНИЕТО И ПЕРСПЕКТИВИТЕ НА РАЗВИТИЕ НА ЕНЕРГЕТИКАТА В БЪЛГАРИЯ. ПРОГНОЗИ НА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО ДО 2040 Г.“	42
1. Анализ на енергийната политика на Европейския съюз, в т.ч. пакет „Чиста енергия за всички европейци“	42
2. Национална политика за енергийния сектор.....	48
2.1. Енергийна ефективност	49
2.2. Газификация.....	51
2.3. Нови технологии.....	51
3. Общо енергийно потребление и потребление на електрическа енергия. Международни сравнения	52
3.1. Тенденции в енергийното потребление	52
3.2. Тенденции в потреблението на електроенергия.....	65
4. Модел за прогнозиране на електропотреблението в България.....	93
4.1. Структурен модел за прогнозиране на потреблението на електрическа енергия в България.....	93
4.2. Допускания и информационно осигуряване на модела.....	96
4.3. Резултати от иконометричната оценка на модела за прогнозиране на потреблението на електроенергия.....	97
4.4. Сценарии за прогнозиране на потреблението на електроенергия	99
4.5. Резултати от модела за прогнозиране на потреблението на електроенергия	103
Използвана литература	108
ДЕЙНОСТ II. „АНАЛИЗ НА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР, ОБХВАЩАЩ АНАЛИЗИ ЗА ОЧАКВАНО ЕЛЕКТРОПРОИЗВОДСТВО ДО 2040 Г. И ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО С МИНИМАЛНИ РАЗХОДИ“	110
1. Увод към обхвата на Дейност II.....	110
1.1. Инвентаризиране на наличните електрогенериращи мощности	112
1.2. Анализ на структурните разрези на електрогенериращите мощности	113
1.3. Обсъждане на перспективни технологии за производство на електроенергия	116
1.4. Съставяне на електроенергиен и мощностен баланс с хоризонт до 2040 г.	117
1.5. Обсъждане на необходимостта от нови мощности, включително на пазарен принцип, съпътстваща инфраструктура и ценови тенденции.....	118
1.6. Оценка на риска на сценариите за развитие на електрогенериращите мощности.....	118
2. Инвентаризиране на наличните електрогенериращи мощности	118
3. Анализ на структурните разрези на електрогенериращите мощности с хоризонт 2040 г.....	123

4. Оценка на сигурността на електроенергийната система за 2030 г. с отчитане на технологичните режими на производството и необходимите допълнителни услуги	133
5. Перспективни технологии за производство и потребление на електроенергията	139
6. Електроенергиен и мощностен баланс с хоризонт до 2040 г.....	143
7. Оценка на производствена себестойност и крайни цени	145
8. Оценка на риска на сценариите.....	152
9. Изводи и препоръки	153
Използвана литература	157

ДЕЙНОСТ III. „ИЗСЛЕДВАНЕ НА ТЕНДЕНЦИИТЕ НА РАЗВИТИЕ НА ЕНЕРГИЙНИТЕ ПАЗАРИ В ЕВРОПА И ВЪЗМОЖНОСТИТЕ НА БЪЛГАРИЯ ДА ПРОДЪЛЖИ ДА БЪДЕ ИЗНОСИТЕЛ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ”

1. Изследване на структурата, обема и динамиката на българския износ на електрическа енергия..	160
1.1. Глобални тенденции в международната търговия на електрическа енергия.....	160
1.2. Общи тенденции във вноса и износа на електрическа енергия в ЕС	161
1.3. Износ и внос на електрическа енергия от/в България	163
1.4. Фактори, оказващи влияние върху износа на електроенергия от България	168
1.5. Регионален пазар на електрическа енергия	171
2. Анализ на енергийните борси.....	174
2.1. Тенденции на борсите в Европа	174
2.2. Оценка на степента на либерализация на пазарите	193
2.3. Крупни събития и сделки	194
2.4. Правила и практики, влияещи на търговията.....	196
3. Анализ и прогноза на европейския пазар на електрическа енергия	201
3.1. Оценка на ефекта от европейските политики върху европейския пазар на електроенергия	201
3.2. Изследване на развитието и ефекта от приоритетни проекти на ЕС в областта на енергетиката върху достъпа, пренасянето, търсенето и предлагането на електроенергия	208
4. Анализ и прогноза на регионалния пазар на електрическа енергия	215
4.1. Методология.....	215
4.2. Прогнозен дефицит на мощности по страни	218
4.3. Обобщена прогноза за регионалния пазар на електрическа енергия	235
5. Разработване на модел за прогнозиране на борсовите цени на електрическа енергия	247
5.1. Модел за прогнозиране на борсовите цени на електроенергия	247
5.2. Допускания и информационно осигуряване на модела.....	250
5.3. Резултати от модела за прогнозиране на борсовите цени	252
Използвана литература	257

ДЕЙНОСТ IV. „РАЗРАБОТВАНЕ НА ПРЕПОРЪКИ ЗА НЕОБХОДИМОСТТА ОТ ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ МОЩНОСТИ”260

Прогнози за електропотреблението в България	260
Политики на Европейския съюз, свързани с развитие на електроенергийния сектор след 2020 г.....	262
Регионален пазар на електроенергия с хоризонт до 2040 г.....	263
Обща прогноза за цените на електроенергия в региона.....	264
Цени на производител на електроенергия в България	266
Състояние и възможности за развитие на съществуващите електропроизводствени мощности с хоризонт до 2040 г.	267
Сигурност на електроенергийната система.....	269
Заклучение	272

Списък с фигури

Фигура I.1. ФИМ: Логически връзки и изчислителна процедура.....	18
Фигура I.2. Дял на БВП на по-важни страни и региони в световния БВП по години (%)	20
Фигура I.3. Дял на БВП на развитите икономики в Евророната – Германия, Франция, Австрия, Италия и на Великобритания в световния БВП, в %, по години.....	21
Фигура I.4. БВП на човек от населението 1989-1997 г. (в щатски дол.)	28
Фигура I.5. БВП на човек от населението 1989-2008 г. (в щатски дол.)	29
Фигура I.6. БВП: 5-годишни темпове на реален растеж при цени – 2015 г.	35
Фигура I.7. Дефлатор: 5-годишни темпове на растеж	35
Фигура I.8. БВП: 5-годишни темпове на растеж при текущи цени.....	36
Фигура IA.1. Брутно енергийно потребление и крайно енергийно потребление в ЕС-28, млн. т.н.е., годишен растеж, %, 2004-2015 г.	53
Фигура IA.2. Брутно енергийно потребление и крайно енергийно потребление в България, Румъния, Унгария и Гърция, млн. т.н.е., годишен растеж, %, 1990-2015 г.	54
Фигура IA.3. Растеж на БЕП и КЕП по периоди, %, 1990-2015 г.	55
Фигура IA.4. Растеж на крайно енергийно потребление по държави в ЕС, %, 2005-2015 и 2010-2015 г.	55
Фигура IA.5. Електропотребление на човек от населението (КВтч).....	57
Фигура IA.6. Енергийна интензивност (MJ/\$2011 PPP GDP)	57
Фигура IA.7. Загуби от пренос и дистрибуция на електрическа енергия (% от произведената електрическа енергия)	58
Фигура IA.8. Крайно енергийно потребление по сектори в ЕС-28, млн. т.н.е., 1990-2015 г.	59
Фигура IA.9. Брутна добавена стойност по сектори на ЕС-28, млрд. евро, 2000-2013	60
Фигура IA.10. КЕП(млн.т.е) и БДС(млрд. евро) по сектори в ЕС-28, 2000-2015 г.	60
Фигура IA.11. Структура на крайното енергийно потребление по сектори в България, Румъния, Унгария и Гърция, 1000 т.н.е.....	62
Фигура IA.12. Дял на добавената стойност и КЕП по сектори, %, към 2015 г.....	62
Фигура IA.13. Структура на крайно енергийно потребление по вид ресурс в ЕС-28.....	63
Фигура IA.14. Потребление на енергия в България по източници (хил. т нефтен еквивалент).....	64
Фигура IA.15. Структура на крайно енергийно потребление в България, Румъния, Унгария и Гърция ...	64
Фигура IA.16. Крайно потребление на електроенергия в ЕС-28, България, Румъния, Унгария и Гърция, ТВтч, 1990-2015 г.	65
Фигура IA.17. Дял на електрическата енергия в КЕП по сектори в ЕС-28, %, 1990-2015 г.	67
Фигура IA.18. Структура на КЕП, електропотребление и БДС по сектори, %, 2014	67
Фигура IA.19. Потребление на електроенергия (ГВтч).....	68
Фигура IA.20. Крайно електропотребление по групи потребители (ГВтч).....	68
Фигура IA.21. Годишно изменение на нетното потребление на електрическа енергия и икономически растеж в периода 1991-2015 г.	69
Фигура IA.22. Електроенергийна интензивност по сектори (съотношение на потребление на електроенергия и БДС по сектори).....	70
Фигура IA.23. Производителност на труда и капиталовъоръженост на труда в сектор „Индустрия” (лв. /зает) и Потребление на електрическа енергия в сектор „Индустрия” (КВтч/зает)	71
Фигура IA.24. Потребление на енергия по източници в сектор „Индустрия” (хил. т нефтен еквивалент)	72
Фигура IA.25. Годишно изменение на цените на електрическата енергия и природния газ за небитови нужди (%).....	73
Фигура IA.26. Крайно електропотребление по икономически дейности на индустрията*	74
Фигура IA.27. Електроенергийна интензивност по сектори на индустрията (КВтч/1000 лв. БВП).....	75
Фигура IA.28. Потребление на природен газ по сектори на индустрията*.....	76
Фигура IA.29. Потребление на електроенергия в сектор „Услуги” в ЕС-28, 1990-2015.....	78
Фигура IA.30. Производителност на труда и капиталовъоръженост на труда в сектор „Услуги” (лв. /зает) и Потребление на електрическа енергия в сектор „Услуги” (КВтч/зает).....	79
Фигура IA.31. Потребление на електроенергия на квадратен метър полезна площ на административни и други сгради (КВтч/1 кв. м.)	80
Фигура IA.32. Производителност на труда и капиталовъоръженост на труда в сектор „Транспорт” (лв. /зает) и Потребление на електрическа енергия в сектор „Транспорт” (КВтч/зает).....	81
Фигура IA.33. Брой тролей и трамваи в страната.....	82
Фигура IA.34. Структура на субсидиите за БДЖ (хил. лв.)	82
Фигура IA.35. Товарна превозна дейност	83

Фигура IA.36. Средна цена на суров петрол (долар на барел)	84
Фигура IA.37. Крайно електропотребление в България , сектор „Селско, горско и рибно стопанство” (ГВтч)	85
Фигура IA.38. Потребление на електрическа енергия от домакинствата (ГВтч)	86
Фигура IA.39. Потребление на електроенергия за битови нужди на 1 лице (КВтч/1 лице) и среден доход на 1 лице (лв).....	87
Фигура IA.40. Годишно изменение на температурата и потреблението на електроенергия за битови нужди (%).....	88
Фигура IA.41. Потребление на енергия за битови нужди (хил. т нефтен еквивалент).....	89
Фигура IA.42. Потребление на въглища по сектори (хил. т нефтен еквивалент)	90
Фигура IA.43. Потребление на топлинна енергия по сектори (хил. т нефтен еквивалент).....	90
Фигура IA.44. Изменение на потреблението на електроенергия на квадратен метър полезна жилищна площ (КВтч/1 кв. м.) и изменение на цените на електрическата енергия за битови клиенти (лв./КВтч) 91	
Фигура IA.45. Годишно изменение на цените на електроенергията и природния газ за битови нужди (%) и на потреблението на електрическа енергия от домакинствата (%).....	92
Фигура IA.46. Изменение на хармонизиран индекс на потребителските цени по източници на енергия (%)	93
Фигура IA.47. Средногодишна температура в страната (°C)	100
Фигура IA.48. Прогнозни цени на въглища, природен газ и суров петрол за 2020-2040*.....	101
Фигура IA.49. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч).....	103
Фигура IA.50. Крайно електроенергийно потребление на домакинствата (ГВтч).....	105
Фигура IA.51. Крайно електроенергийно потребление в сектор „Индустрия” (ГВтч).....	106
Фигура IA.52. Крайно електроенергийно потребление в сектор „Услуги” (ГВтч).....	107
Фигура IA.53. Крайно електроенергийно потребление в сектор „Транспорт” (ГВтч).....	108
Фигура II.1. Обща рамка на подхода.....	114
Фигура II.2. Специализирани модули.....	115
Фигура II.3. Съпоставка на сезонните профили на потребление.....	125
Фигура II.4. Отразяване на сезонния характер в денонощния профил на потребление	126
Фигура II.5. Работа на генериращите мощности към 2020 г.....	129
Фигура II.6. Работа на генериращите мощности към 2030 г. в два сценария.....	130
Фигура II.7. Работа на генериращите мощности към 2040 г. в два сценария.....	131
Фигура II.8. Годишен разрез на почасовите профили на производството от биомаса, МВЕЦ, топлофикационни и заводски централи (2030 г.)	133
Фигура II.9. Годишен разрез на почасовите профили на производството от слънчеви централи (2030 г.)	134
Фигура II.10. Годишен разрез на почасовите профили на производството от вятърни централи	134
Фигура II.11. Почасово електропроизводство.....	136
Фигура II.12. Динамика на въвеждане и извеждане на нови ядрени мощности в ЕС	142
Фигура II.13. Прогноза със значителен дял на въглищни централи до 2040 г.	143
Фигура II.14 Прогноза с постепенно намаляване на дела на въглищни централи до 2040 г. и две алтернативи за ръст на ВЕИ.....	143
Фигура II.15. Прогноза с ограничаване на дела на въглищни централи до 2040 г. и две алтернативи за ръст на ВЕИ.....	144
Фигура II.16. Прогноза с драстично намаление на дела на въглищни централи до 2040 г.....	144
Фигура II.17. Прогнози за ценови трендове на CO2	146
Фигура II.18. Ценови диапазони на годишна база за 2030 г.....	148
Фигура II.19. Ценови диапазони при ниски сезонни цени за 2030 г.....	148
Фигура II.20. Ценови диапазони на националния пазар на ел. енергия – прогноза за 2030 г.....	149
Фигура II.21. Трендове на прогнозните себестойности	149
Фигура II.22. Прогноза за крайни цени.....	151
Фигура III.1. Производство, потребление, износ и внос на електрическа енергия на ЕС (ТВтч)	161
Фигура III.2. Дял на България в производство и търговия с електроенергия в ЕС (%)	163
Фигура III.3. Място на България в ЕС (позиция спрямо останалите държави-членки)	163
Фигура III.4. Производство и потребление на електроенергия в ЕС и България (ТВтч).....	163
Фигура III.5. Внос и износ на електроенергия в ЕС и България (ТВтч).....	164
Фигура III.6. Дял на износа в производството и съотношение с потреблението (%)	164
Фигура III.7. Износ, внос и нетен износ на електрическа енергия на България (ГВтч)	165
Фигура III.8. Износ на електроенергия от България.....	165

Фигура III.9. Цена на износа на електрическа енергия от България (евро/МВтч)	166
Фигура III.10. Разлика между цената на износа и вноса на електроенергия (евро/МВтч)	167
Фигура III.11. Износ, внос и нетен износ на електрическа енергия, България (ГВтч по месеци).....	168
Фигура III.12. Влияние на институционалните фактори и въвеждането и извеждането на мощности	169
Фигура III.13. Дял на България в производството, потреблението, вноса и износа на електроенергия в региона (%)	171
Фигура III.14. Дял на износа в производството на страни от региона (%)	171
Фигура III.15. Дял на вноса в потреблението на страни от региона (%).....	172
Фигура III.16. Източници на внос на страни от региона (ГВтч).....	172
Фигура III.17. Нетен износ на страни от региона (ГВтч).....	173
Фигура III.18. Обем на извънборсовия пазар в Европа през 2014 и 2015 г., ТВтч	177
Фигура III.19. Брой участници и обем на EPEX SPOT борсов пазар, ТВтч.....	178
Фигура III.20. Отклонения на цени на борсовите пазари от ELIX, 2011-2016.....	181
Фигура III.21. Сравнение на базови цени на електроенергия на основните европейски борси	181
Фигура III.22. Обем и цени на борсовите пазари в Централна Западна Европа, 2011-2016.....	182
Фигура III.23. Корелационна връзка на обем и цени на борсовите пазари в Централна Западна Европа, 2011-2016	183
Фигура III.24. Корелационна връзка на обем и цени на борсовите пазари в Югоизточна Европа, 2011-2016	184
Фигура III.25. Зависимости между пазарите в региона.....	186
Фигура III.26. Отклонения от средната цена за региона, Евро/МВтч.....	186
Фигура III.27. Корелационна зависимост между обем и цени на борсовите пазари в Югоизточна Европа	187
Фигура III.28. Дял на борсовата търговия от общото електропотребление, 2015 г.	194
Фигура III.29. Индекс на пазарна концентрация на производството на електроенергия, относителна промяна 2005-2015 г. (%).....	203
Фигура III.30. Кумулативен пазарен дял енергийни мощности, основни субекти.....	204
Фигура III.31. Стойност на индекс за концентрация, определящ общия пазарен дял на трите най-големи участника на пазара CR3.....	204
Фигура III.32. Електроенергийна междусистемна свързаност, изменение абсолютни стойности 2014-2016 г.	206
Фигура III.33. Сравнение на цени на едро за крайни битови клиенти с такси (EUR/кВч) 2010 и 2016 г.	207
Фигура III.34. Сравнение на цени на едро за индустриални клиенти без такси (EUR/кВч) 2010 и 2016 г.	207
Фигура III.35. Нетни преносни капацитети в региона към 2013 г.	212
Фигура III.36. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	220
Фигура III.37. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	222
Фигура III.38. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	224
Фигура III.39. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	225
Фигура III.40. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	227
Фигура III.41. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	229
Фигура III.42. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	230
Фигура III.43. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	232
Фигура III.44. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	233
Фигура III.45. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*	235
Фигура III.46. Средногодишен икономически растеж (% спрямо предходната година)	236
Фигура III.47. Население в региона (млн. души)	236
Фигура III.48. Електропотребление на човек от населението (КВтч).....	237
Фигура III.49. Загуби при пренос и дистрибуция на електрическа енергия (% от произведената).....	238
Фигура III.50. Крайно потребление на електрическа енергия в региона (ТВтч).....	238
Фигура III.51. Съотношение на внос/ потребление на електрическа енергия.....	239
Фигура III.52. Общо нетно търсене на електроенергия в региона (вкл. Турция), изразено като дефицит на производствени (нетни) мощности, ГВт	244
Фигура III.53. Общо нетно търсене на електроенергия в региона (изкл. Турция), изразено като дефицит на производствени (нетни) мощности, МВт	245
Фигура IV.1. Почасово електропроизводство.....	270
Фигура IV.2. Електроенергиен баланс	270

Списък с таблици

Таблица I.1. Промяна в съотношението на икономическите сили в света.....	21
Таблица I.2. Относителна производителност по основни сектори, 2014 (%).....	23
Таблица I.3. Сравнителни предимства в сектор „Услуги“ на страните от ЕС (2013).....	26
Таблица I.4. Темпове на растеж и равнище на БВП на България за 2015-2040 г. – вариант на висок растеж.....	32
Таблица I.5. Темпове на растеж и равнище на БВП на България за 2015-2040 г. – вариант на нисък растеж.....	33
Таблица I.6. Темпове на растеж и равнище на БВП на България за 2015-2040 г. – вариант на умерен растеж.....	34
Таблица I.7. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката на България за 2015-2040 г. – вариант на висок растеж.....	37
Таблица I.8. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката на България за 2015-2040 г. – вариант на нисък растеж.....	38
Таблица I.9. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката на България за 2015-2040 г. – вариант на умерен растеж.....	39
Таблица I.10. Население и заетост в България през 2015-2040 г. при 3 варианта на икономически растеж.....	41
Таблица IA.1. Изпълнение на Националната цел за енергийни спестявания, съгласно Директива 2006/32/ЕО в периода 2008-2015г. с натрупване.....	50
Таблица IA.2. Изпълнение на Националната цел за енергийна ефективност, определена съгласно Директива 2012/27/ЕС.....	50
Таблица IA.3. Обобщена оценка на изпълнението на индивидуалните цели от трите групи задължени лица за периода 2008-2015 г.....	50
Таблица IA.4. Индикатори.....	56
Таблица IA.5. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч).....	103
Таблица II.1. Списък на ключови енергийни обекти и групи енергийни мощности.....	119
Таблица II.2. Календар на ключовите събития в енергийния сектор до 2040 г.....	121
Таблица II.3. Изходни данни за прогноза на вътрешното потребление.....	125
Таблица II.4. Инсталирани мощности по години, MW, при две алтернативи за участие на ВЕИ.....	128
Таблица II.5. Приложимо сечение на структурата на електропотреблението при умерен сценарий на крайно електропотребление.....	135
Таблица II.6. Приложимо сечение на структурата на електропроизводството.....	136
Таблица II.7. Формиране на прогнозна цена за вътрешен пазар, в лева за MW час, без ДДС.....	151
Таблица III.1. Относителен дял на нетния износ на страната към производството на електроенергия (%).....	162
Таблица III.2. Транзит на електроенергия през България (ГВтч).....	166
Таблица III.3. Износ, нетен износ и производство на електрическа енергия (средно за месеца, 2008-2016, ГВтч).....	168
Таблица III.4. Такси и добавки при търговията с електроенергия (лв.).....	170
Таблица III.5. Средно месечни цени на борсите в региона, евро/MВтч.....	185
Таблица III.6. Коефициенти на корелация на цени базов товар в региона, януари-декември 2016 г.....	187
Таблица III.7. Основни елементи за сравнение на борсите в региона – цени, спредове и корелационни коефициенти.....	192
Таблица III.8. Сравнение на таксите на борсовите оператори в региона.....	198
Таблица III.9. Максимален физически износ по граници в ГВтч.....	213
Таблица III.10. Гърция, умерен сценарий, в ГВтч.....	219
Таблица III.11. Румъния, умерен сценарий, в ГВтч.....	221
Таблица III.12. Албания, умерен сценарий, в ГВтч.....	223
Таблица III.13. Косово, умерен сценарий в ГВтч.....	225
Таблица III.14. Сърбия, умерен сценарий, в ГВтч.....	227
Таблица III.15. Македония, умерен сценарий, в ГВтч.....	228
Таблица III.16. Турция, умерен сценарий, в ГВтч.....	230
Таблица III.17. Босна и Херцеговина, умерен сценарий, в ГВтч.....	231
Таблица III.18. Черна гора, умерен сценарий, в ГВтч.....	233
Таблица III.19. Унгария, умерен сценарий, в ГВтч.....	234

Таблица III.20. Общо прогнозен нетен внос* на електроенергия в региона**, три сценария (ГВтч).....	242
Таблица III.21. Нетен внос по държави – минимален сценарий, ГВтч.	242
Таблица III.22. Нетен внос по държави – умерен сценарий, ГВтч.....	243
Таблица III.23. Нетен внос по държави – максимален сценарий, ГВтч.....	243
Таблица III.24. Прогнозен капацитет на междусистемни връзки	246
Таблица III.25. Среднопотеглени прогнозни борсови цени за региона (евро/МВтч)	252
Таблица III.26. Прогнозни цени на електрическа енергия за България (евро/МВтч)	254
Таблица III.27. Прогнозни цени на електрическа енергия за Гърция (евро/МВтч).....	254
Таблица III.28. Прогнозни цени на електрическа енергия за Румъния (евро/МВтч)	255
Таблица III.29. Прогнозни цени на електрическа енергия за Унгария (евро/МВтч).....	256
Таблица III.30. Прогнозни цени на електрическа енергия за Сърбия (евро/МВтч)	256
Таблица III.31. Прогнозни цени на електрическа енергия за Турция (евро/МВтч)	257
Таблица IV.1. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)	261
Таблица IV.2. Общо прогнозен нетен внос/износ на електроенергия в региона, три сценария (ГВтч) ...	264
Таблица IV.3. Среднопотеглени прогнозни борсови цени за региона (евро/МВтч).....	266
Таблица IV.4. Инсталирани мощности по години, MW, при две алтернативи за участие на ВЕИ.....	267
Таблица IV.5. Матрица на сценариите за задоволяване на вътрешното потребление на електрическа енергия.....	268
Таблица IV.6. Приложимо сечение на структурата на електропотреблението	269
Таблица IV.7. Приложимо сечение на структурата на електропроизводството	269

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. – 30 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 2: Разработване
Обхват на доклада:	Отчитане на окончателни резултати по: Дейност I „Цялостна макроикономическа оценка на развитие на българската и европейските икономики в следващите десетилетия“ Дейност IA „Анализ на състоянието и перспективите на развитие на енергетиката в България. Прогнози на електропотреблението до 2040 г.“ Дейност II „Цялостен анализ на състоянието и развитие на електроенергийния сектор. Задоволяване на електропотреблението до 2040 г. с минимални разходи“ Дейност III „Изследване на тенденциите на развитие на енергийните пазари в Европа и възможностите на България да продължи да бъде износител на електроенергия. Това обхваща и анализ на ценовите нива на електроенергията на енергийните борси и сравнение с тези на енергията, произвеждана в

	страната” Дейност IV „Разработване на препоръки за необходимостта от изграждане на нови мощности”
Отчетен период:	16 септември – 31 октомври 2017 г.

Административни дейности през отчетния период

През отчетния период бяха осъществени следните основни административни дейности, свързани с изпълнението на Договора:

- От Възложителя бяха получени коментари по предварителния Междинен доклад 1, представен на 15 септември 2017 г. На тези коментари бе своевременно отговорено и те са отразени по подходящ начин в настоящия Междинен доклад 1.
- Бяха проведени редица работни срещи с експерти на Възложителя, на Националната енергийна компания и Министерството на енергетиката. Резултатите от работните срещи, съгласно постигнатите договорки, са отчетени от Изпълнителя при подготовката на всички предвидени в Договора и представяни междинни доклади.
- Бяха проведени срещи с НПО на бизнеса във връзка със съставянето на експертни оценки и прогнози за развитие на електропотреблението по сектори: Асоциация на индустриалците в България, Асоциация на електрическите автомобили, Индустриален клъстер електромобилност, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК), Асоциация на износителите на електрическа енергия, Асоциацията на търговците на електроенергия в България, Асоциация на българските енергийни агенции, Сдружение „Хидроенергия”, Българска ветроенергийна асоциация, Българска фотоволтаична асоциация, Hydrogen Europe.

Настоящият окончателен Междинен доклад 1 е изготвен в съответствие с Техническото задание, оформено като Приложение 1.2 на Анекс №2 на Договора. Съгласно Техническото задание, Междинен доклад 1 съдържа материали в изпълнение на Дейности I, IA, II, III и IV, включващи и резултати, които са от значение за изготвяне на Междинен доклад 2. От своя страна, Междинен доклад 2 представя резултатите от Дейност V „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 1 (окончателен) се предоставя на Възложителя заедно с Междинен доклад 2 (окончателен) и Междинен доклад 3 (предварителен). По такъв начин даваме на Възложителя пълна картина на извършената работа до момента и на резултатите, постигнати в изпълнение на Договора и на одобрения Встъпителен доклад.

Междинните доклади са предназначени да бъдат четени и използвани в цялост, а не частично и поотделно. Отделянето и/или изменението на който и да е раздел или страница от докладите ги прави невалидни по отношение на изводите и оценките. Тези изводи и оценки са валидни само по отношение на допусканията, обхвата и целите на докладите към датата на отчитането им.

ДЕЙНОСТ I. „ЦЯЛОСТНА МАКРОИКОНОМИЧЕСКА ОЦЕНКА НА РАЗВИТИЕТО НА БЪЛГАРСКАТА И ЕВРОПЕЙСКИТЕ ИКОНОМИКИ В СЛЕДВАЩИТЕ ДЕСЕТИЛЕТИЯ“

1. Задание на проекта по Дейност I

Съгласно заданието на проекта по Дейност I, предвижда се изследването на развитието на българската и европейските икономики в следващите десетилетия да се осъществи в следните поддейности:

- „Извеждане на тенденции в развитието на световната икономика“;
- „Извеждане на тенденции в развитието на европейската икономика“;
- „Извеждане на тенденции в развитието на българската икономика до 2040 г.“ и в частност:
 - темпове на растеж и равнище на БВП на България;
 - промяна в 3-секторната структура на икономиката;
 - промяна в отрасловата структура по уедрени отрасли, в зависимост от енергоинтензивността.

2. Подход на изследването по Дейност I

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 специфичните характеристики на структурата на българската икономиката по основни сектори (селско стопанство, индустрия и услуги) до 2040 г.
- Определят се факторите за растеж на българската икономика, които не се използват достатъчно, или се използват неефективно, като специално внимание се отделя на енергийната ефективност.
- Определят се онези характеристики на бизнес средата, които пречат на нормалното функциониране и развитието на бизнеса – функциониране на институциите, работа на администрацията, политики и т.н.
- Резултатите от тези качествени анализи се използват като основа за определяне 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 – висок, умерен и 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.

3. Проектиране на икономическата динамика: методологически бележки¹

Макроикономическото управление има необходимост от оценка на непосредствената перспектива, както и от очертаване на контурите на бъдещето с оглед на преодоляване на възможни негативни последици и за благоприятно използване на конюнктурата.

Няма основания да се твърди, че макроикономическото проектиране съумява да отгатва точно и да разкрива изцяло неизвестността на разнообразните проявления. Проекциите са необходими за опознаване на бъдещето, за оценка на възможни социално-икономически напрежения с оглед на тяхното преодоляване или туширане. Проектирането предполага наличие на цялостно знание за това какво е ставало в обществото, какво става и какво би могло да стане.

Има съществена разлика в методологията за краткосрочно проектиране, от една страна, и за дългосрочно проектиране, от друга.

При краткосрочното проектиране акцентът е поставен върху възможността за промяна на нежелани състояния и тенденции към конкретното стартово начало. Такива са например наблюдавани конкретни дисбаланси и дефицити, решаване на наболели социално-икономически проблеми, предотвратяване на корупционни практики и др.

При дългосрочното проектиране краткосрочните особености и проблеми отстъпват и на преден план се откроява оценката на възможностите за поддържане на определени трендови зависимости. Цикличността на развитието се проявява в много по-непосредствена форма.

Показателно е например, че през последните години се наблюдава чувствително превишаване на темповете на растеж на паричните възнаграждения над динамиката на БВП. Подобна зависимост може да съществува в краткосрочен план, но е невъзможно да се поддържа в дългосрочен план. Друга икономически нелогична ситуация в текущото ни финансово-икономическо развитие е съжителството на чувствително нарастване на парите в обращение (например 7-9% средногодишно) при ярко изразена дефлационна тенденция – нещо, което не би могло да продължава в дългосрочен план. Аналогично е и положението с дефицитите в платежния баланс, както и със състоянието на държавния бюджет.

В краткосрочен план доминират проблемите на днешния ден, докато в дългосрочен план текущите проблеми избледняват за сметка на проблемите на дългосрочната динамика.

В използваната моделна конструкция (финансово-икономическия модел) се бори с различни вероятности за събъждане на едни или други събития с отчитане на степента на неопределеност. Колкото повече и по-разнородна информация се привлича и анализира, толкова по-големи са възможностите за адекватно определяне на различни по характер вероятности. Невъзможно е преценките и въздействията безпроблемно да се представят количествено и хипотезите да се свържат функционално с конкретни числови измерители. Качественият анализ на процесите доминира, тъй като проектирането и вземането на решения е необходимо дори и при недостатъчна информация.

Проектирането на социално-икономическото развитие съчетава три вида прогнози за:

¹ Пълно и детайлно описание на използваната методология за проектиране на икономическото развитие е представено в монографичното изследване на Минасян, Г. (2009). Проектиране на макроикономическите пропорции. София: Горекс Прес.

- екзогенни промени в икономическата среда;
- промени в социалните предпочитания;
- последствия от възприемането на конкретно управляващо въздействие.

Макроикономическите прогнози и проекции не са безусловни. Те нямат характер на отгатване на бъдещето и в този смисъл се различават съществено от (например) технологичните прогнози. Тяхното предназначение е да култивират определен усет и разбиране за конкретното протичане на икономическите процеси, да подпомогнат изследователя и управленеца да почувства икономиката. Стремешът е да се открият определени тесни места, да се предвиди появата и зараждането на социално-икономически напрежения, да се подготвят икономическите агенти за предприемани в бъдеще необходими управленски решения.

Макроикономическите проекции представят условни предвиждания на последствие от възприемането на една или друга макроикономическа политика, или от определено екзогенно влияние (например динамика на външните енергийни цени, основни валутни курсове и др.), т.е. те изучават проблеми от вида „*какво – ако*”.

Икономическите проекции показват по какъв начин може да се очаква да се развиват процесите, какви структури ще се формират при условие, че екзогенните параметри се променят по определен начин, от една страна, и макроикономическото управление се придържа към определена стратегия, от друга. Те очертават възникващи и развиващи се различни по характер напрежения в икономиката, които трябва да се отчитат като особености на конкретния тип развитие. Нерядко обаче се наблюдават очаквания и дори изисквания за формиране на безусловни макроикономически прогнози (много повече като инерция, отколкото като широкоразпространения смисъл на думата прогноза).

Икономическият прогрес е свързан неразривно с ефективността на системата за управление. Съществена компонента на икономическия растеж е *общата факторна производителност* (ОФП). Битуващото подвеждащо възприятие е, че този елемент корелира пряко и единствено с научноизследователския процес, и по-специално, че се свързва с динамиката на научно-техническите открития и иновации. В действителност ОФП на национално равнище е следствие от прилаганата система за управление на обществото.

Внедряването на нови технологични и мениджърски иновации е по-успешно там, където системата стимулира свободата на индивидуалната инициатива и мислене, когато отделният индивид разполага с възможности за реализация на своите идеи, вкл. с поемането на неотменим личен ангажимент и финансов риск. Показателна е историята с енергоспестяващите технологии. Те получиха своето развитие там и тогава, където и когато пазарът промени ценовите си параметри, а системата за социално-икономическо управление предостави стимули за ново развитие. Ходът на този процес измени представите за енергийно използване и стимулира развитие на свързани научни-приложни области, вкл. благодарение на икономическите императиви.

Цялостното позитивно развитие на вътрешните за страната икономически условия ускорява интегрирането на страната в европейските икономически структури. Развитите страни от ЕС действат като стимулатор за ускоряване на икономическия растеж на сателитните икономики. Обратно, непоследователната и нестабилна макроикономическа политика е в състояние да ограничи чувствително скоростта на

икономическо сближаване. Никакво аритметично екстраполиране не може да проектира подобна динамика.

За малки (а и средно големи) страни разумната и здравословна макроикономическа политика е длъжна да се придържа към следните основни изисквания:

- да следва и въдворява установени и доказани безспорни принципи на макроикономическо управление (например осигуряване на действието на пазарни механизми на пазарните институции);
- да не допуска влошаване на условията чрез прибързани и недостатъчно добре обмислени решения.

Първото изискване предполага позитивно действие, а второто изключва негативни въздействия.

Характерът на макроикономическото управление има отношение към икономическото възпитание на населението и икономическите агенти, както и към култивирането на пазарни ценности. Специалистите са единодушни по отношение на изключителната важност на доброто образование в процеса на цялостно перспективно икономическо развитие, а **по-нови изследвания показват, че качествено образование е по-важно условие за прираста на производителността на труда дори и от капиталовото насищане на икономиката.**

Опорен стълб при прогнозирането в икономика с установени и устойчиви съотношения са иконометрични оценки, които стъпват на достатъчно дълги времеви редове. В българската икономика акцентите се изместват. Всякакъв род иконометрични оценки дават ориентировъчна (и разбира се необходима) представа за характера на взаимодействията. По-нататък тя трябва да се допълни и евентуално коригира със сравнителни междустранови анализи, с конкретни неформални наблюдения и очаквания, като теоретичните изследвания и достижения формират задължителния фон на проекциите.

Широката приложимост и използваемост на моделната конструкция ФИМ предполага:

- акцентирание и опериране с определен брой критични и възлови икономически показатели;
- извеждане на елементите на макроикономическа политика като екзогенно задаваеми за иконометричния модел с оглед на проследяване на последствията от възприетите управленски решения.

Важна предпоставка за социално-икономически прогрес е процесът на цялостно институционално реформиране. Икономическите промени и реформи са зависими от политически решения и проектирането на икономическата динамика стъпва на хипотези за вероятни политически доминанти. Икономическите взаимодействия се обхващат в моделната конструкция ФИМ, докато всякакъв вид политически въздействия остават имплицитни, зад кадър. **Тяхната оценка и проектиране се извършва на качествена основа и се материализира във вид на дирижирана промяна на възлови икономически коефициенти.**

Методологията на макроикономическото моделиране и проектиране на икономическата перспектива, формираща фундамента на използваната моделна конструкция ФИМ, съвместява и комбинира различни подходи:

- иконометрични оценки и теоретични постановки;

- сравнителни изследвания;
- конкретни неформални виждания, очаквания и предпоставки, направени на база на експертни оценки.

Основен въпрос във ФИМ е спецификацията на екзогенните и ендогенни показатели. Най-общо съществуват два подхода:

(1) Максимално ендогенизиране на показателите в модела

Стремежът при този подход е към използване на теоретични постановки, подкрепени от надеждни статистико-иконометрични оценки, за ендогенно определяне на голямата част от икономическите показатели. При такъв подход на входа на модела остават основно две групи показатели:

- вътрешни, които се характеризират с голяма степен на управляемост и контрол от страна на макроикономическото управление (главно елементи на фискалната и монетарна политика);
- външни, върху чиято динамика локалното макроикономическо управление не може да въздейства пряко и в този смисъл те носят елементи на по-слаба прозрачност и непредвидимост, т.е. те са в по-голяма степен вероятностни и случайни.

Моделите от този клас се отличават с голяма размерност, която затруднява решаването им и замъглява характера на икономическите взаимодействия. Те са приложими за икономики, в които процесите са стабилни и силно инерционни, с относително малки възможности за резки и значими изменения. Резултатите се получават в по-голяма степен като от „черна кутия”, а функцията на икономиста-изследовател се ограничава до анализ и оценка на малкото на брой инструментални показатели на директното управление.

(2) По-силно застъпена екзогенна (външно задаваема) част в модела

Подобен тип модели са приложими за икономики, подложени на вътрешни структурни изменения (структурно пречупване), при които процесите остават недостатъчно установени и стабилизиранни. Разполагаемата информация във вид на временни редове не може да предложи надеждна основа за пресмятане на устойчиви във времето количествени оценки, характеризиращи взаимодействията между отделните икономически показатели. Иконометричните оценки придобиват повече характер на фон, отколкото на предопределящи вътрешни условия.

Моделите от този клас са приложими и предпочитани тогава, когато държавата продължава да притежава значима икономическа власт, както и при незавършени процеси на институционално адаптиране. При тези икономики държавата е в състояние да оказва явно и неявно субективно въздействие върху хода на протичане на икономическите и структурни процеси. Централизираната интервенция може да се предвиди, оцени или имитира, но непосредственото ѝ количествено представяне е въпрос на експертна професионална оценка, а не на иконометричен резултат. То намира израз в специализирано залагане на хипотези, които се материализират като промяна на конкретни количествени оценки (например еластичности от различен вид) в перспектива. При проектирането на икономиката икономистът-изследовател получава възможност за пряка промяна на отделни вътрешни за модела структурни характеристики.

Такъв модел предоставя възможност за бързо и всеобхватно пресмятане на последствията от възприемането на дадена макроикономическа стратегия, а

икономистът-изследовател е този, който съобразява, оценява и решава доколко конкретен вече пресметнат вариант може да се вмести в рамките на отделни теоретични концепции и постановки или схеми на количествени взаимодействия. Задачата се свежда до бързо пресмятане на съгласувана система от последствия от възприемането на конкретен вариант или сценарий на икономическо развитие, като всеобхватната критериална оценка на варианта, вкл. неговата комплексна допустимост, се извършва от икономиста-изследовател.

ФИМ се включва към втория клас модели.

Въпрос от теоретико-практическо значение е доколко еластична е конкретната икономика. Ако икономиката е гъвкава и пазарът реагира веднага на управленските въздействия, тогава и проектираните промени могат да се осъществят по-бързо.

Съществуват два типа инерционност и еластичност на икономиката. *Първият тип* се свързва с реакцията на икономиката на външни дразнители и шокове. Този тип инерционност предопределя уязвимостта на икономиката към различни по характер спекулативни операции. В това отношение малкомащабните икономики са по-уязвими от по-големите и по-мощните. *Вторият тип* еластичност е спрямо вътрешните управленски въздействия (икономически, а не административни). Една тровава и неравновесна икономика реагира мудро на макроикономически управленски въздействия. В този случай, доверието на населението и икономическите агенти към макроикономическите институции е от ключово значение.

При ФИМ е използван специфичен смесен подход. От една страна, българската икономика е като всички останали в глобализацията се свят, а от друга, тя притежава редица своеобразни характеристики, които ѝ придават уникалност. Продължителното действие на Паричен съвет, който се възприе трайно от населението и икономическите агенти, е елемент на своеобразие. Народопсихологията и националният генотип също формират отличаваща се среда. Местният потребител е слабо мобилен физически, финансово и трудово. При определени условия тази особеност може да задържа разпространението и задълбочаването на финансово-икономически напрежения, а при други условия – да ги ускорява.

При формирането на ФИМ са следвани няколко основни принципа:

- Структурата на ФИМ е максимално олекотена, като се застъпват основни икономически зависимости. Акцентира се на съдържателното осмисляне на отделните количествени съотношения, както и на логическото проследяване на въздействията и проявленията на ефектите.
- Структурата на ФИМ е мобилна и отворена. В зависимост от надеждността на информацията, както и от качеството на статистическата идентификация на уравненията, е възможно използване или изключване на отделни количествени връзки, в комбинация и/или замяна с експертни оценки.
- Първостепенно значение се отдава на теоретичната постановка, икономическата логика и балансовите обвързки. Статистико-иконометричната гладкост на оценените зависимости остава на по-заден план. Предимство има икономическата логика, а не чисто статистическото съгласуване и привидно впечатляващи стойности на статистическите критерии.
- Структурата на ФИМ се допълва от странични блокове, които формират съдържателни основания за перспективни очаквания. Те стъпват както на теоретични постановки, така и на международни сравнителни оценки. Те

ориентират, а в отделни случаи дори и предопределят, насочването към определени количествени взаимодействия.

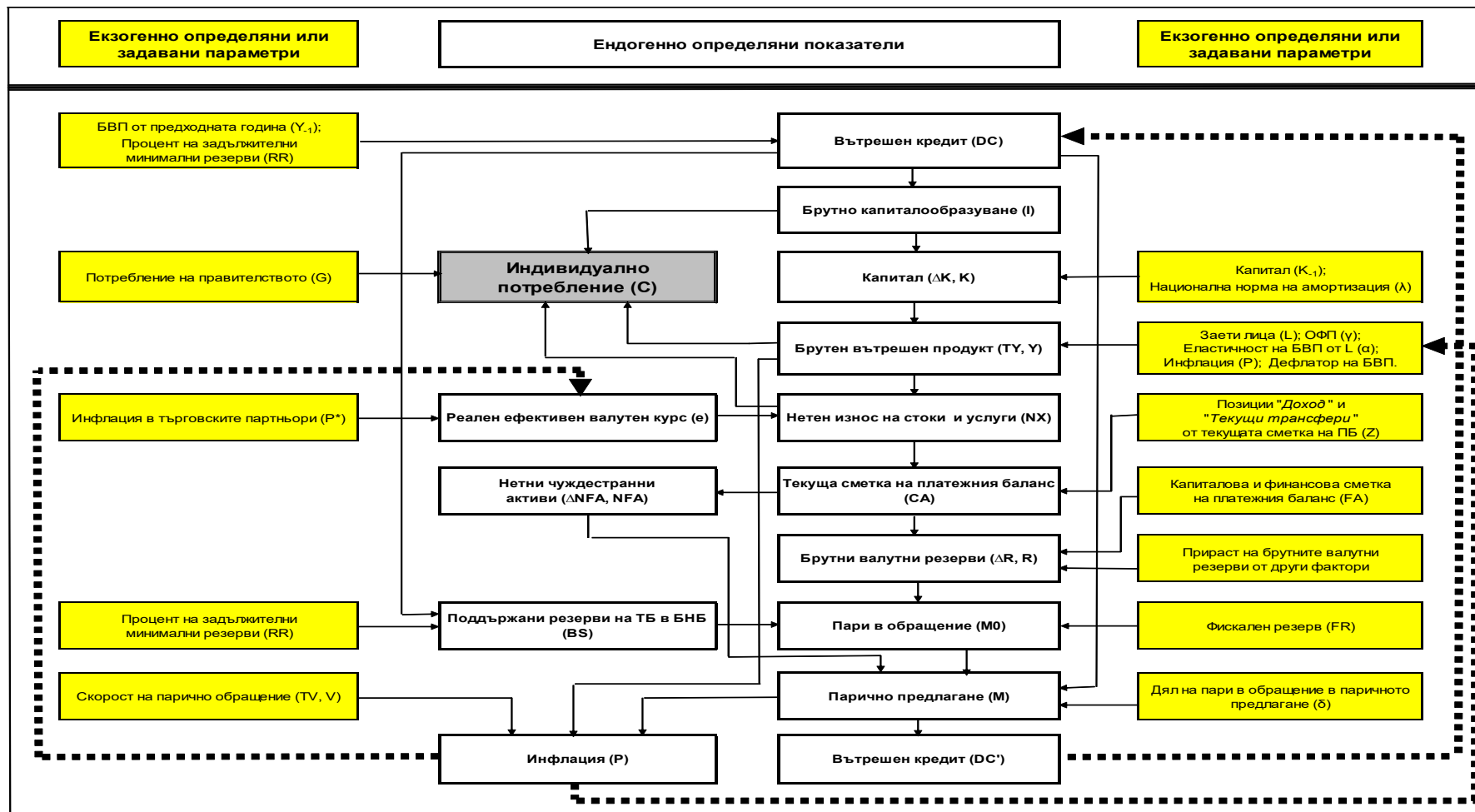
ФИМ включва 7 поведенчески и 8 дефиниционни уравнения.

Общо във ФИМ се използват в явна форма 28 основни стартови променливи и показатели, които могат да се подредят в пет групи.

1. *инструментални променливи* – такива, чието пряко формиране е в компетенциите на макроикономическото управление и чрез които то прокарва определена макроикономическа политика;
2. *външни екзогенни за икономиката променливи* – в тази група в явен вид фигурира възлов показател – външна инфлация. В нейната динамика се вгражда изменението на конкретни стокови цени, например на енергийните продукти. Външната обкръжаваща икономическа среда оказва неявно въздействие по много повече направления. Външните екзогенни въздействия са определящи при формирането на задаваемите елементи в структурата на платежния баланс;
3. *контролни параметри* – такива, които са външно определяеми за ФИМ и се задават от изследователя. Те инкорпорират в себе си възможни очаквания и въздействия от комплексен характер, твърде често и като правило трудно квантифицируеми. Тук фигурират и някои основни коефициенти, които се оценяват иконометрично, но търпят динамични корекции с оглед на отчитане на определен вид развитие;
4. *други фиксирани или задаваеми параметри* – такива, които се оценяват като повторостепенни в сравнение с тези от трета група.
5. *ендогенни показатели* – всички останали показатели; те са следствие и резултат от заложените хипотези и очаквания.

На Фигура I.1 са представени преките и обратни връзки във ФИМ.

Фигура 1.1. ФИМ: Логически връзки и изчислителна процедура



4. Предпоставки и допускания за входните параметри на модела

4.1. Развитие на световната и европейската икономики

Институциите, представящи дългосрочни прогнози за световното развитие, правят своите предвиждания, екстраполирайки тенденциите в развитието на брутният вътрешен продукт (БВП) и взимайки предвид редица икономически показатели като инфлация, инвестиции, развитие на търговията и др.

През последните десетилетия настъпиха **геополитически и геостратегически** икономически и политически изменения, които се отразяваха върху икономическото състояние на страните по света, на държавите-членки на ЕС и на България. Икономическите турбуленции, предизвикани от последната финансова икономическа криза, до голяма степен бламираха направените „оптимистични“ прогнози в периода преди кризата и доведоха до минаването в другата крайност – на прекалено песимистични прогнози, правени по време на кризата. От средата на 2016 г. икономическият растеж в развитите страни се подобрява и стабилизира.

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, предвиждайки **намаляващ растеж с течение на времето**.

В прогнозата на Организацията за икономическо сътрудничество и развитие (ОИСР) за **световното развитие** се предвиждат следните темпове – 2020 г. – 3.4%; 2025 г. – 3.2%; 2030 г. – 3%; 2035 г. – 2.8%; 2040 г. – 2.5%; 2045 г. – 2.2%; и 2050 г. – 2.1%.² Според прогнозата на Economic Intelligence Unit тези темпове са съответно 2.5% за 2020-2030 г.; 2% за 2030-2040 г. и 1.7% за 2040-2050 г. Това развитие може да се реализира само ако развитите, нововъзникващите икономики и развиващите се икономики ще провеждат систематично структурни и фискални реформи, ще стимулират инвестициите и ще подобряват научно-техническата база.

Икономическият растеж на **развитите икономики** се очаква да е сравнително по-нисък в сравнение с този на нововъзникващите икономики и се очаква да се понижи от 2.4 до 1.3% годишно за периода 2020-2050 г.³ Прогнозата на ОИСР за страните от **ЕС-15** определя намаление на растежа от 1.9% през 2020 г. на 1.4% през 2050 г.⁴

Прогнозата на Economic Intelligence Unit предвижда също плавен спад на **европейската и световната икономика**, като темповете са **по-ниски** от тези в прогнозите на OECD. За развитието на **Европа** прогнозата определя темпове от около 1.7% за 2020-2030 г., 1.4% за 2030-2040 г. и 1.3% за 2040-2050 г.

Очаква се растежът на БВП на САЩ да се намали от 2,56 % през 2020 на 1,3% през 2040 г. В Япония, икономическият растеж през 2017 г. се повишава в средносрочен аспект, подкрепен от възстановяването на външното търсене на информационно технологичните и на капиталовите стоки.

В средносрочен аспект Световната банка и ООН прогнозира устойчиво нарастване на БВП на държавите-членки на ЕС от около 1.5-1.8% в периода до 2040 г. Икономическият растеж във Великобритания също ще се повишава, въпреки големите разходи след референдума (юни 2016 г.) за излизането ѝ от ЕС (Брекзит).

² Long-term baseline projections, OECD, N 95 (Edition 2014).

³ Price Waterhouse and Coopers & Lybrand (PWC): <https://www.pwc.com/gx/en/issues/economy/the-world-in-2050.html>.

⁴ Long-term baseline projections, OECD, N 95 (Edition 2014).

Европейската индустрия остава конкурентоспособна и съставлява значителна част (24%) от добавената стойност в икономиката. 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 адаптират така бързо към динамично променящата се икономическа и технологична среда в света.

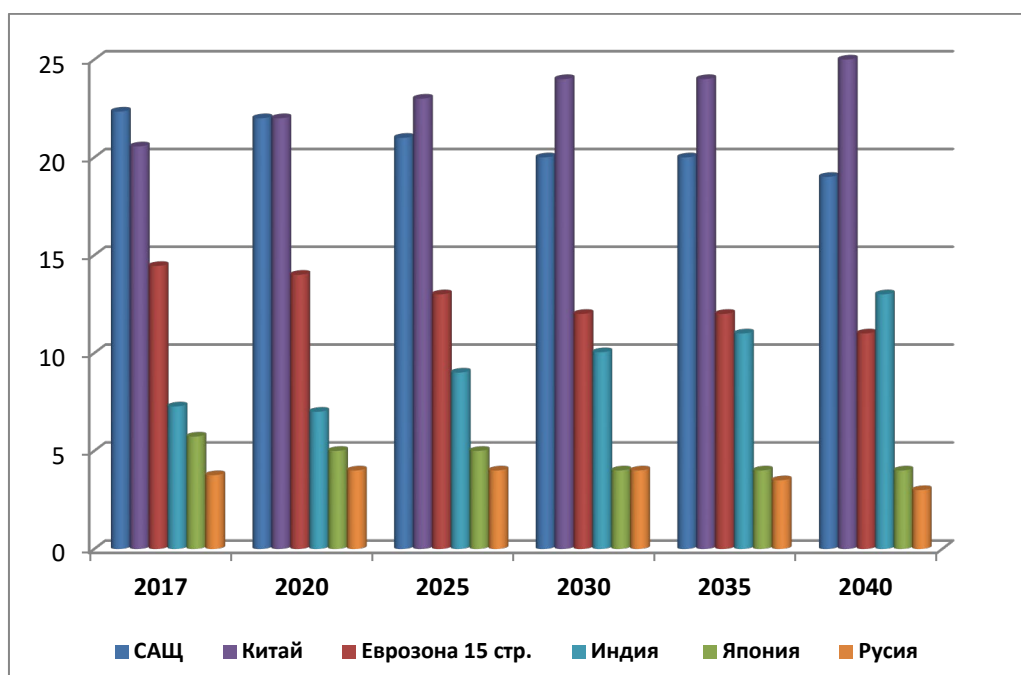
ЕС се стреми да реструктурира европейските икономики на нова технологична основа. За постигането на тези цели ЕС мобилизира повече от 740 млрд. евро за инвестиции в рамките на ключови програми.⁵

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. да намалееят около 2 пъти спрямо 2020 г.

Развиващите се икономики от **Югоизточна Азия** ще бележат по висок темп на икономически растеж. В Китай през 2010 г. икономическият растеж е 10.6%, след което той намалява до 6.7% към 2016 г. Нарастването на БВП на Китай през 2020 г. ще възлиза на 5.14%, а през 2040 г. – на 3.05%. В Индия БВП нарастваше с 10.3% през 2010 г. След този период икономическият растеж на Индия ще се стабилизира на около 5.87% през 2020 г. Нарастването на БВП на Индия ще възлиза на 4.67% към 2040 г. Делът на Русия в световния БВП ще клони към 4% (вж. Фигура 1.2).

Във връзка с развитието на **съотношението на икономическите сили** в света към 2040 г. се очаква Китай да е най-голямата икономика в света, следвана от САЩ и Индия.

Фигура 1.2. Дял на БВП на по-важни страни и региони в световния БВП по години (%)



Източник: Организация за икономическо сътрудничество и развитие.

⁵ Главните инициативи в това отношение са Европейски инвестиционен план (Investment Plan for Europe), Стратегия за дигитален единен пазар (Digital Single Market strategy), Енергиен съюз (Energy Union), Съюз на капиталовите пазари (Capital Markets Union).

Данните в дългосрочен период показват, че дялът на БВП на развитите икономики в световния БВП сравнително ще намалява към 2040 г. Темповете на икономически растеж на нововъзникващите икономики също сравнително ще намаляват с около 2 до 3 пр.п. към 2040 г., но въпреки това ще останат по-високи в сравнение с този на развитите икономики и по-специално на държавите-членки на ЕС. Положителните темпове на икономически растеж ще се отразяват върху повишението на индекса на цените на суровините и нефта. Ако към 2000 г. развитите икономики са произвеждали 3/4 от световния БВП, то в бъдещ период при по-нисък процент икономически растеж те ще произвеждат по-нисък дял от световния БВП.

Таблица 1.1. Промяна в съотношението на икономическите сили в света

1995 г.	2015 г.	2040 г.
БВП на страните Е7* възлиза на половината на този на G7**	БВП на страните от Е7 се доближава до G7	БВП на Е7 е 2 пъти повече в сравнение с G7

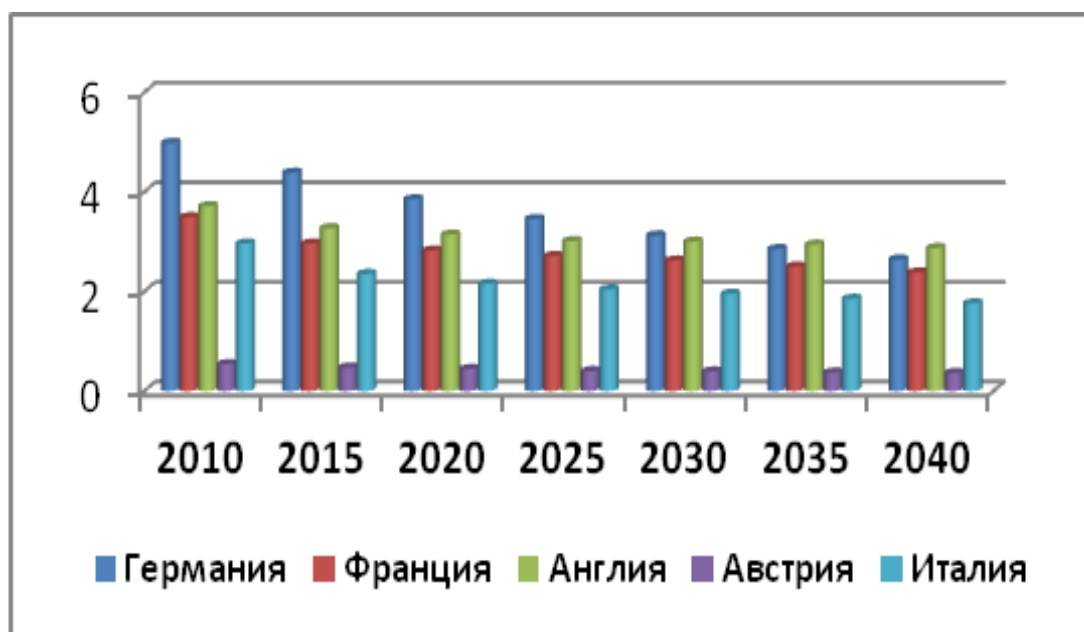
* Е7 – Китай, Индия, Индонезия, Бразилия, Русия, Мексико, Турция

** G7 – САЩ, Великобритания, Франция, Германия, Япония, Канада, Италия

Източник: *The Long View. How Will the global economic order change by 2050? February 2017, The World in 2050, www.pwc.com.*

Очаква се развитите европейски държави Германия, Франция и Великобритания да сближат позициите си, следвани от Италия (Фигура 1.3). Относителният дял на БВП на страните от Централна Европа (Чехия, Полша, Словакия и Унгария) ще се колебае в рамките от 0.5 до 1% от световния БВП към 2040 г.

Фигура 1.3. Дял на БВП на развитите икономики в Еврозоната – Германия, Франция, Австрия, Италия и на Великобритания в световния БВП, в %, по години



Източник: Организация за икономическо сътрудничество и развитие.

Икономическото състояние на България понастоящем и в бъдеще е тясно обвързано с политиките на ЕС и неговото развитие. Икономическият растеж на страната ни ще зависи от привличането на инвестиции за модернизирание на производството и

подобряването на производителността. България ще остане зависима от икономическата конюнктура и растеж в главните ѝ търговски партньори от ЕС.

За икономическото развитие на България е важно и диверсифицирането на търговските и инвестиционните връзки с трети страни в рамките на политиките на ЕС. България е част от търговските и финансовите структури на ЕС, може предвидимо да определя икономическите си цели и проекти в бъдещ период и трябва да се възползва от политиките на ЕС по отношение на трети страни.

4.2. 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.

Развитието на енергетиката е съществено свързано и зависимо от динамиката на другите сектори в икономиката. В идеалния случай трябва да е налична оценка на новите технологии върху цялата икономика и едва след това да се определя какво би било тяхното влияние върху отделно изведен сектор. Тъй като това засега не е налично, трябва да се отбележи ограничеността на използвания подход. Другото ограничение следва от наличната информация и най-вече прогнози, които най-често се отнасят до света като цяло, отделни континенти и големи държави. Липсата на подобни оценки за други сравними с България страни априори отхвърля възможността за използване на сравнителния метод. Най-подходящ за целта метод остава дедукцията, при отчитане на спецификите на развитието на българската икономика и общество.

Четвъртата индустриална революция включва 9 ключови технологии – автономни роботи, 3D симулация, системна вертикална и хоризонтална интеграция, навлизане на интернет във всички дейности, киберсигурност, облачни технологии, 3D принтиране, виртуална действителност и големи бази данни.⁶

Новите технологии изискват определен период за масово навлизане. Очакванията са това да започне след 2020 г., и до 2040 г. да навлязат при над 80% от потребителите в най-развитите страни.⁷

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 развита мрежа за широколентов достъп, желание на населението за използване на нови ИКТ, участие в европейски програми за модернизация на предприятията и повишаване на тяхната конкурентоспособност.

Задържащите сили са ниско равнище на инвестиции, ниска покупателна способност на населението, система на професионално обучение и неблагоприятни стартови позиции на българските предприятия.

Съотношението между поддържащите и задържащите сили е в полза на последните. При различните варианти на растеж се наблюдава забавяне на навлизането на новите

⁶ Boston Consulting Group, 2015.

⁷ World Economic Forum and New York Times.

технологии в бизнеса с 10-15 години спрямо водещите европейски икономики, а в бита – с 15-20 години.

4.3. Развитие на структурата на българската икономиката по основни сектори⁸

Способността на една икономика да се адаптира към променящите се икономически условия посредством осъществяването на структурни промени се свързва с възможностите на тази икономика да осъществява ефективно икономически растеж. 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.^{9,10}

Развитие на сектор „Аграрен”

Информацията за страните от ЕС показва, че запазването на висок дял на заетите в селското стопанство е свързано с ниска относителна производителност на сектора (вж. Таблица I.2).¹¹

Таблица I.2. Относителна производителност по основни сектори, 2014 (%)

	България	ЕС	Средна по страни на ЕС
Селско стопанство	27.3	32.0	52.0
Индустрия	112.7	111.4	108.9
Услуги	119.6	101.2	104.7

Източник: Евростат и собствени изчисления.

Високият относителен дял на заетите в селското стопанство е индикатор за това, че процесите на реструктуриране на икономиката по основни сектори, изразяващи се в преминаване на работна сила от аграрния сектор към сектори с по-висока относителна производителност, съществува като благоприятна възможност. Осъществяването на подобни процеси за страната ни обаче са силно ограничени – причина за това е, че заетите в селското стопанство са преобладаващо възрастно население, което е трудно мобилно, няма нужната квалификация и не може да се пренасочи за участие в трудовия процес в индустрията и услугите.

Същевременно гъстотата на населението в страната ни е много по-ниска от тази на почти всички страни от ЕС, което е и една от причините за високия относителен дял на заетите в селското стопанство у нас (картината на заетите на единица обработваема площ в никакъв случай няма да показва такива големи разлики, каквито се получават при сравнение на относителния дял на заетите в селското стопанство).

При залагането на входните параметри на ФИМ, се отчитат следните резултати от анализа на аграрния сектор:

⁸ Първичен (аграрен), вторичен (индустриален, вкл. строителство) и третичен сектор (на услугите).

⁹ Memedovic, O., Tapade, L. (2009). Structural Change in the World Economy: Main Features and Trends. – UNIDO, WP 24/2009.

¹⁰ Lin, J. (2012). New Structural Economics: A Framework for Rethinking Development and Policy. IBRD/International Development.

¹¹ Относителната производителност за всеки сектор се определя, като се раздели относителният дял на БДС за сектора на относителния дял за заетите в него.

- Очакванията, че относителният дял на заетите в селското стопанство ще остане висок за страна-членка на ЕС, като за това ще изиграе роля и по-ниската гъстота на населението на България.
- Относителната производителност в аграрния сектор ще спада, но в резултат и от това, че при другите два сектора ефективността на производството се очаква да нараства с по-високи темпове.
- При варианта висок растеж се приема, че ще се реализира неизползвания потенциал на аграрния сектор у нас.

Развитие на сектор „Индустрия”

Страните от Централна и Източна Европа (ЦИЕ), в сравнение с останалите страни от ЕС, имат по-висок дял на индустрията в икономиката, както на БДС, така и на заетите. Сравнението с периода преди икономическата криза (2008 г.) показва обща тенденция към повишаване на относителния дял на БДС и заетите в индустрията за страните от ЕС през 2014 г., като това е свързано и с повишаване на производителността на труда. Тази тенденция е характерна и за двете наблюдавани групи страни, като нарастването на относителните дялове на страните от ЦИЕ е много по-високо. Може да се приеме, че ефектът на кризата е довел до по-доброто адаптиране на индустриите на съответните страни към сравнителните предимства, които те имат в отделните производства. Причините за това по-добро адаптиране могат да се търсят в различното отражение на кризата върху отделните подотраслите на преработващата промишленост.¹²

Разсейването, измерено с коефициента на вариация на дела на индустрията в БДС и в заетите при страните от ЕС, не е така високо, както при селското стопанство, и което е по-важно, с течение на времето тези показатели не търпят видими промени, независимо от големите различия в относителната производителност. Това определя общ модел на изменение на отделните показатели в индустрията – той е предпоставка за реализиране на конвергенция по отношение на относителната производителност в сектор „Индустрия” за държавите-членки на ЕС.

В последните години, особено в годините на икономическа криза и след това, структурата и тенденцията на изменение на сектор „Индустрия” в България са близки до тези на страните от ЦИЕ. Развитието и участието на индустрията при формирането на БДС и заетите изключват процеси на преждевременна деиндустриализация.¹³ Напротив, може да се каже, че България е една от страните, които добре са адаптирали промишленото си производство в условията на икономическата криза – значително е нараснал делът на БДС на индустрията, в сравнение с този на заетите в сектора, и като резултат значително се е увеличила и относителната производителност на сектора.

Средната относителна производителност на труда на индустрията на България значително по-висока от общата производителност на труда за страната ни. Това е ясен показател за благоприятни процеси в развитието на индустрията, изразяващи се в нарастването на ефективността на този сектор в рамките на икономиката на страната.

Подобно развитие би било улеснено в случай на провеждане на икономическа политика, насочена към стимулиране на развитието на отрасли, за които, от една страна, е характерно използването на по-високи технологии, а от друга, има

¹² EU Industrial Structure Report 2013, Competing in Global Value Chains, European Commission Report, p. 12.

¹³ UNIDO (2013) дефинира деиндустриализацията като „дългосрочен спад в индустриалното производство в сравнение с други сектори на икономиката”.

предпоставка за това на база на наличието на сравнителни предимства. Като пример могат да се дадат подотраслите на преработващата промишленост, на фармацевтичната и на електротехническа промишленост, които попадат в групата отрасли с високи технологии и същевременно България има относително високи показатели на сравнителни предимства за тях.¹⁴

При залагането на входните параметри на ФИМ, се отчитат следните резултати от анализа на сектор „Индустрия“:

- *Относителният дял на БДС 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, като за това ще изиграе роля и намаляването на заетите в трудоемките отрасли, което ще води и до нарастване на относителната производителност.*

Различието в структурата на индустрията в различните варианти почива на следната постановка. Благоприятното развитие на индустрията е предпоставка за развитието на услугите. Относителният дял на индустрията в оптимистичния вариант, проигран във ФИМ, е по-нисък от този на средния вариант, а относителният дял на средния е по-нисък от този на песимистичния. Това е резултат от разбирането, че тясната връзка между сектор „Индустрия” и сектор „Услуги” е такава, че по-високите темпове на индустрията са предпоставка и за още по-високи темпове на услугите.¹⁵

Същевременно, след като темповете на услугите са по-високи от тези на индустрията, то оптимистичният вариант предполага по-ниска енергоинтензивност от средния, респ. средният вариант ще има по-ниска енергоинтензивност от песимистичния.

Развитие на сектор „Услуги”

За разлика от индустрията, където структурата и сравнителните предимства на България се свързват предимно с нискотехнологични и високо-трудоинтензивни ниско-ефективни отрасли, което нарежда страната ни на едно от последните места в това отношение, при услугите картината е значително по-благоприятна (Таблица I.3).

Ако трябва да се сравни сектор „Индустрия” със сектор „Услуги”, може да се отбележи следното:

- България структурно е позиционирана по-добре при услугите;
- относителният дял на заетите в тази сфера е сравнително нисък;
- налице са сравнителни предимства в определени перспективни области.

Тези особености биха позволили ефективното развитие на сектора в дългосрочна перспектива, което от своя страна, би подпомогнало и цялостното икономическо развитие.

¹⁴ EU Structural Change 2015, p. 39, 100.

¹⁵ Взаимодействието между производството и услугите, особено бизнес услугите, става все по-тясно на базата на сложни взаимовръзки. Много обслужващи дейности в сферата на услугите на практика подпомагат производството.

Таблица I.3. Сравнителни предимства в сектор „Услуги“ на страните от ЕС (2013)

	Комуникационни услуги	Компютърни и информационни услуги	Финансова услуги	Осигуряване	Други бизнес услуги	Лични, културни и развлекателни услуги	Транспортни услуги	Пътувания
ЕС-28*	1.00	1.12	0.66	0.78	0.86	2.95	1.23	1.00
България	0.45	1.34	0.09	0.97	0.39	0.80	0.97	1.96
ЦИЕ (11 страни)*	0.97	0.98	0.19	0.31	0.69	1.40	1.50	1.20
Останали 17 страни*	1.02	1.21	0.96	1.08	0.97	4.02	1.05	0.87

* Средни по страни

Източник: *EU Structural Change 2015*, стр. 101, изчислени на базата на данни СТО (WTO).

Както и при индустрията, потенциалът за ефективно развитие е в реализирането на структурни промени в подотраслите на услугите – към изменение на структурата в полза на развитието на тези с по-високи сравнителни предимства. Същевременно, за разлика от индустрията, постигането на структурни изменения с развитието на определени дейности в сферата на услугите не предполага високи инвестиции, каквито са необходими в индустрията.

При залагането на входните параметри на ФИМ, се отчитат следните резултати от анализа на сектор „Услуги“:

- Делът на заетите в услугите в България се е увеличил с около 18 пр.п. за периода 1995-2014 г. Очакванията са това равнище да продължава да нараства, но относителният дял на услугите ще продължава да бъде по-нисък от този в повечето страни на ЕС.
- Благоприятно развитие на сектора е свързано с реализирането на структурни промени в полза на отраслите със сравнителни предимства (вж. Таблица I.23).
- Като цяло може да се очаква доближаване на равнищата на участието на услугите до средноевропейските.
- Относителната производителност на този сектор ще намалява, като резултат от по-високото нарастване на относителното участие на заетите в услугите, в сравнение с този на индустрията.

Относителния дял на услугите в различните варианти, проиграни във ФИМ, почива на разбирането, че структурата на услугите като дял на БДС и на заетите от общите за страната ще следва тази на страните със сходни икономически показатели в рамките на ЕС. Така вариантите с по-висок темп на БВП (респ. БДС) като цяло за страната се свързват и с по-високо участие на сектор „Услуги“.

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

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 специфики¹⁶ и сравнение с тенденциите на структурните промени на страните в ЕС¹⁷ със сходни характеристики – размери, структура, историческо и икономическо развитие. Анализите са извършени на базата на данни от НСИ и Евростат.

4.4. 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 включват преди всичко по-ефективно 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 пр.п.¹⁸

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.

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 България 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 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 недостатъчна обвързаност 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.

¹⁶ Тотев, С., Сарийски, Г., Стойчева, И. (2016). Сравнителна оценка на конкурентоспособността на българската икономика. – Икономическа мисъл, N 4.

¹⁷ EU Structural Change, 2015.

¹⁸ Димитров, М. (2007). Основни моменти на стратегията за ускорено развитие на българската икономика. – В: Студии за ускорено развитие на българската икономика, София: Горекс Прес, с. 11-30.

Решаването на посочените проблеми се отразява във ФИМ чрез темповете на растеж на отрасъла и повишаването на публичните разходи.

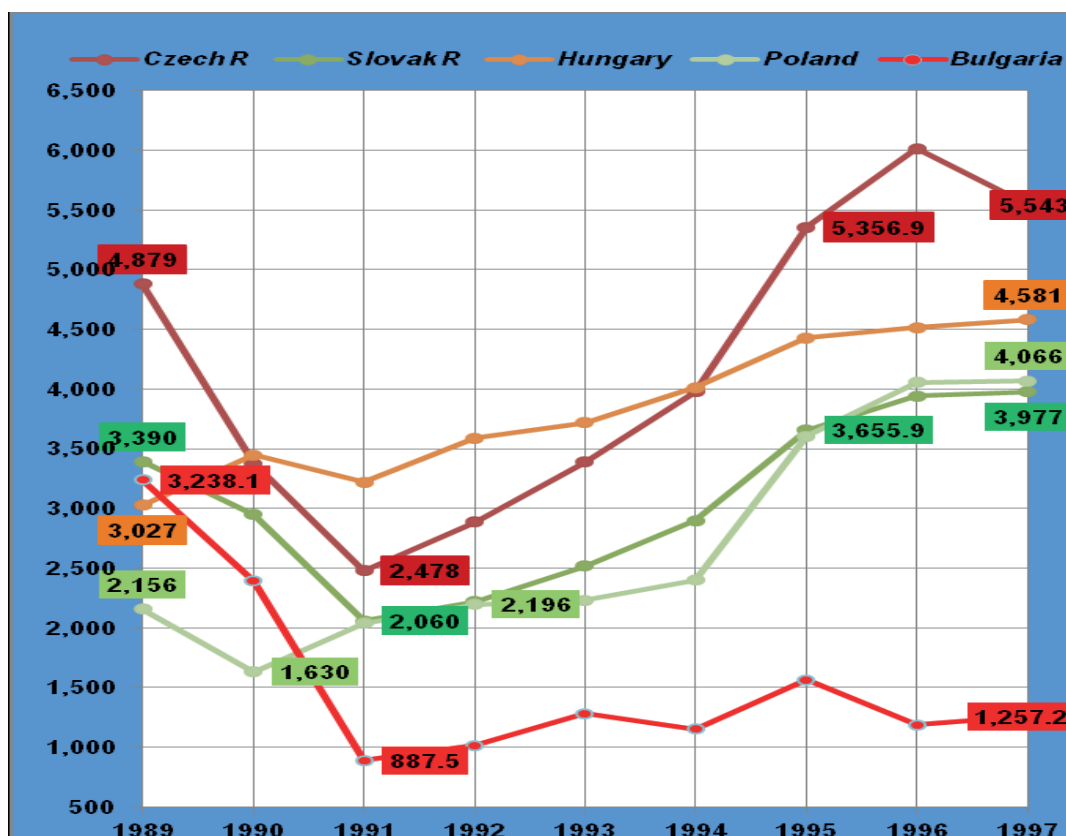
4.5. Подобряване на икономическата среда

През последните 28 години икономиката на България се развива 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 спецификата на икономическата среда. Основните проблеми на средата за развитие на бизнеса произтичат от начина, по който е извършена смяната на политическата и икономическата система в България.¹⁹

Първите 7-8 години от прехода се характеризират с ясно изразена схема, насочена към декапитализация на държавните предприятия. Това е осъществено чрез наложения модел на функциониране на икономиката, чиято основна характеристика е широкото заместване на получаване на доход от икономическа дейност с получаване на „рента” на основата на политическа и икономическа власт, позиции в бюрократичната система, насилие, страх, измама и други неикономически фактори.

Това е обяснението защо сега сме най-изостаналата страна в ЕС. На Фигура I.4 се вижда как се променя БВП на глава от населението на България през периода 1989-1997 г., в сравнение със страните от Централна Европа.

Фигура I.4. БВП на човек от населението 1989-1997 г. (в щатски дол.)



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

¹⁹ Димитров, М. (2016). Икономическият растеж в България – алтернативи, възможности и политика. – В: Алтернативи на икономическото развитие през 21-ви век. София, с. 9-24.

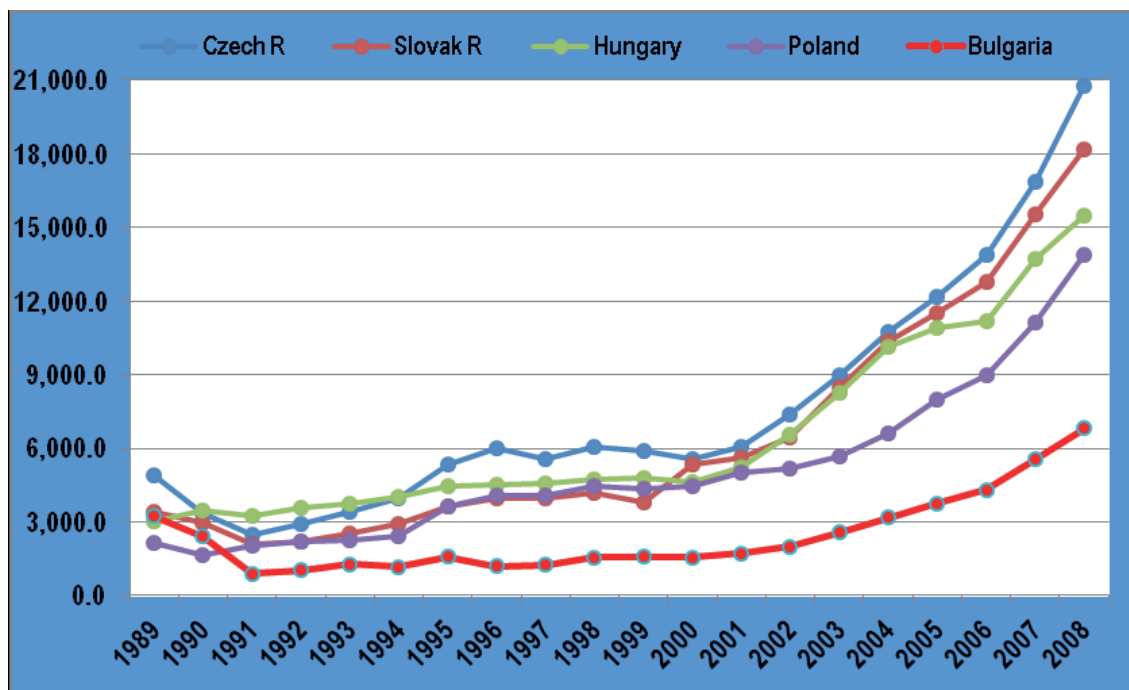
През 1989 г. България не е сред най-бедните страни според равнище на БВП на глава от населението (вж. Фигура I.4). Като изключим Словения и Чехия, които бяха по-развити, България е в една група с останалите страни, при това нейните показатели не са най-ниските.

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

В България възстановяването започва едва през 1997-1998 г., когато се поставя началото на по-сериозната трансформация на обществото и икономиката. Дотогава вече е натрупано изоставане от около 2 пъти. Вместо 5-6 години, България има 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 могат да бъдат преодоляни (вж. Фигура I.5).

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.

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



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

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

- 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 европейски фондове;
- подобрени възможности за провеждане на политики за ефективно използване на местните ресурси;
- подобряване на качеството на работната сила;
- подобряване на условията за увеличаване на местни и чуждестранни инвестиции.

5. Варианти на развитие на българската икономика до 2040 г.

5.1. Темпове на растеж и равнище на БВП на България

С модела ФИМ са проиграни три варианта на икономическо развитие на България – „висок растеж”, „нисък растеж” и „умерен растеж”.

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. от 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 местни 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 3.5-6% 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 на 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 5-годишни периоди, за да се избегнат непредвидимите годишни колебания.

Растежът на изостанала икономика винаги е съпътстван с увеличаване на цените и приближаването им до равнището на развитите страни. Този процес няма да бъде еднакъв за всички групи стоки. И сега има такива, чиито цени са 80-100% от средните цени на страните от ОИСР (машини и оборудване, лични транспортни средства, полудълготрайни и дълготрайни стоки, облекло и обувки, мляко, сирене, яйца, масла и мазнини и др.). В същото време цените на колективните услуги, колективното потребление, държавното управление, здравеопазване и образование, са на равнище 18-26% от средните за ОИСР.²⁰ Затова е нормално да се очаква, че цените на публичните услуги ще растат по-бързо от цените на другите стоки и услуги.

Сегашното равнище (2015 г.) на цените на БВП за България е 46% от средното на ЕС-28. Това също предполага по-висок процент на дефлатора при другите страни-членки на ЕС. Трябва да се има предвид, че 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%.

Как се отразява развитието на България, според варианта на висок растеж, на процеса на конвергенция в ЕС?

През 2015 г. БВП по текущи цени на глава от населението на България е 48% от това на страните от ЦИЕ и 22% от средното равнище на страните от ЕС. Сегашното равнище (2015 г.) на цените на БВП за ЦИЕ е 66% от средното на ЕС-28. Приемаме, че реалните темпове на растеж на тази група страни в началния период ще бъдат около 3% годишно и постепенно ще намаляват до средно 2% годишно, а за дефлатора – 2-2.5% годишно.

В резултат от съвкупното действие на приетите темпове на реален растеж и на дефлатора се получава, че през 2040 г. България може **да достигне средното равнище на БВП на глава от населението на страните от ЦИЕ и 80% от средното равнище на страните от ЕС**. В крайна сметка, това е нормалното място на България, което тя загуби, основно заради грешната политика през първите 8 години от прехода.

²⁰ Индекси на сравнителни равнища на цени за разходите от БВП по средни цени на ОИСР (ОИСР=100). http://stats.oecd.org/OECDStat_Metadata/ShowMetadata.ashx?Dataset=PPP2008&ShowOnWeb=true&Lang=e.

Таблица I.4. Темпове на растеж и равнище на БВП на България за 2015-2040 г. – вариант на висок растеж

Висок растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
БВП (текущи млрд. BGN)									
Индивидуално потребление	20.9	35.9	53.8	62.6	83	110	142	181	229
в т.ч.: на домакинствата	18.4	31.8	47.4	54.8	73	97	125	160	201
Колективно потребление	3.1	4.6	6.2	7.1	10	15	22	30	38
Бруто капиталобразуване	4.7	12.1	16.6	18.6	28	42	64	90	120
Износ	10.2	20.0	37.5	56.8	72	92	117	150	192
Внос	11.7	26.9	39.7	56.6	79	101	132	169	200
Брутен вътрешен продукт	27.9	46.7	74.8	88.6	125	198	311	448	617
БВП (2015 млрд. BGN)									
Индивидуално потребление	34.4	47.7	57.5	62.6	70	80	90	101	113
в т.ч.: на домакинствата	28.6	40.8	50.0	54.8	62	70	79	88	99
Колективно потребление	3.2	6.9	6.8	7.1	8	10	13	15	17
Бруто капиталобразуване	5.9	17.0	18.0	18.6	22	29	38	47	56
Износ	20.1	32.0	41.4	56.8	68	81	100	112	130
Внос	18.3	36.4	42.2	56.6	73	93	121	154	183
Брутен вътрешен продукт	52.5	69.1	82.1	88.6	105	138	183	223	265
БВП 5-год. прираст (%)	2.4	31.8	18.7	7.9	18.7	31.6	32.1	22.1	18.7
БВП (Темпове на 5-год. реален прираст)									
Индивидуално потребление		38.8	20.5	8.8	12.6	13.7	12.0	12.0	12.0
в т.ч.: на домакинствата		42.6	22.5	9.6	12.4	13.7	12.0	12.0	12.0
Колективно потребление		116.7	-1.5	4.0	15.6	24.3	24.7	17.9	15.6
Бруто капиталобразуване		188.3	5.6	3.7	18.7	31.6	32.1	22.1	18.7
Износ		59.4	29.4	37.2	19.4	19.2	23.4	12.4	15.9
Внос		98.9	16.0	34.1	28.0	27.8	30.2	27.7	18.7
Брутен вътрешен продукт	0	31.8	18.7	7.9	18.7	31.6	32.1	22.1	18.7

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 2.5-3% годишно, а на дефлатора на БВП – 2-3%.

В резултат от съвкупното действие на приетите темпове на реален растеж и на дефлатора се получава, че през 2040 г. България може *да достигне 50-55% от средното равнище на БВП на глава от населението на страните от ЦИЕ и 40-45% от средното равнище на страните от ЕС*. Това означава запазване на сегашното изоставане на България, както от средните показатели на ЕС, така и от тези на източноевропейските страни-членки.

Таблица 1.5. Темпове на растеж и равнище на БВП на България за 2015-2040 г. – вариант на нисък растеж

Нисък растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
БВП (текущи млрд. BGN)									
Индивидуално потребление	20.9	35.9	53.8	62.6	80	103	127	157	190
в т.ч.: на домакинствата	18.4	31.8	47.4	54.8	70	90	112	138	167
Колективно потребление	3.1	4.6	6.2	7.1	10	12	16	20	24
Бруто капиталобразуване	4.7	12.1	16.6	18.6	26	34	43	55	68
Износ	10.2	20.0	37.5	56.8	72	92	117	150	192
Внос	11.7	26.9	39.7	56.6	76	87	104	120	136
Брутен вътрешен продукт	27.9	46.7	74.8	88.6	114	156	204	267	334
БВП (2015 млрд. BGN)									
Индивидуално потребление	34.4	47.7	57.5	62.6	70	80	90	101	113
в т.ч.: на домакинствата	28.6	40.8	50.0	54.8	62	70	79	88	99
Колективно потребление	3.2	6.9	6.8	7.1	8	9	10	12	13
Бруто капиталобразуване	5.9	17.0	18.0	18.6	21	25	29	34	38
Износ	20.1	32.0	41.4	56.8	68	78	91	105	122
Внос	18.3	36.4	42.2	56.6	70	80	95	110	125
Брутен вътрешен продукт	52.5	69.1	82.1	88.6	101	119	137	159	181
БВП 5-год. прираст (%)	2.4	31.8	18.7	7.9	14.1	17.5	15.7	16.1	13.3
БВП (Темпове на 5-год. реален прираст)									
Индивидуално потребление		38.8	20.5	8.8	12.6	13.7	12.0	12.0	12.0
в т.ч.: на домакинствата		42.6	22.5	9.6	12.4	13.7	12.0	12.0	12.0
Колективно потребление		116.7	-1.5	4.0	12.4	14.8	13.5	13.8	11.8
Бруто капиталобразуване		188.3	5.6	3.7	14.1	17.5	15.7	16.1	13.3
Износ		59.4	29.4	37.2	19.4	15.4	15.9	15.9	15.9
Внос		98.9	16.0	34.1	23.1	14.1	19.1	16.1	13.3
Брутен вътрешен продукт	0	31.8	18.7	7.9	14.1	17.5	15.7	16.1	13.3

Вариант на умерен растеж

При варианта на умерен растеж 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 песимистичния

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

В резултат от съвкупното действие на приетите темпове на реален растеж и на дефлатора се получава, че през 2040 г. България може *да достигне около 70% от средното равнище на БВП на глава от населението на страните от ЦИЕ и 55-60% от средното равнище на страните от ЕС.*

Таблица I.6. Темпове на растеж и равнище на БВП на България за 2015-2040 г. – вариант на умерен растеж

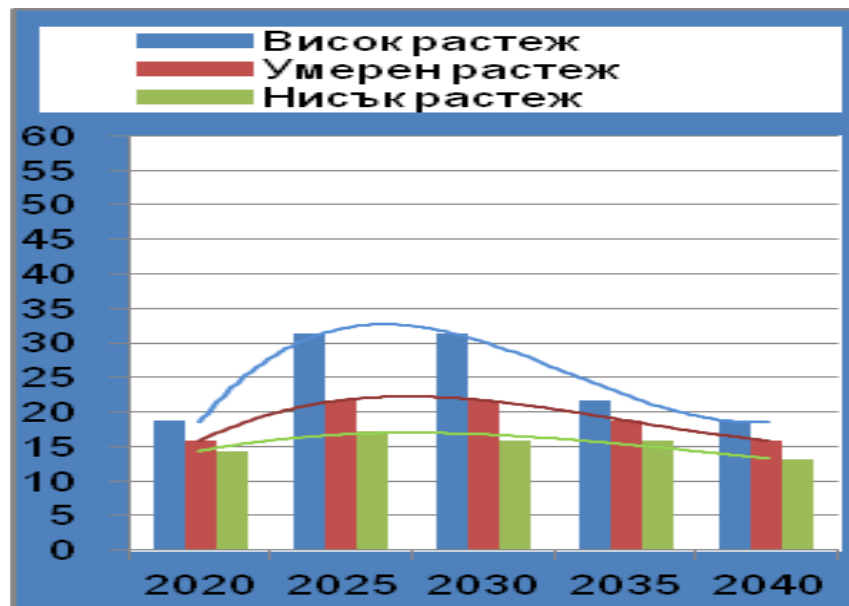
Умерен растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
БВП (текущи млрд. BGN)									
Индивидуално потребление	20.9	35.9	53.8	62.6	82	106	134	168	208
в т.ч.: на домакинствата	18.4	31.8	47.4	54.8	72	93	117	148	183
Колективно потребление	3.1	4.6	6.2	7.1	10	13	18	23	29
Бруто капиталобразуване	4.7	12.1	16.6	18.6	26	37	50	67	86
Износ	10.2	20.0	37.5	56.8	72	92	117	150	192
Внос	11.7	26.9	39.7	56.6	77	92	115	136	157
Брутен вътрешен продукт	27.9	46.7	74.8	88.6	119	171	240	329	432
БВП (2015 млрд. BGN)									
Индивидуално потребление	34.4	47.7	57.5	62.6	70	80	90	101	113
в т.ч.: на домакинствата	28.6	40.8	50.0	54.8	62	70	79	88	99
Колективно потребление	3.2	6.9	6.8	7.1	8	10	11	13	15
Бруто капиталобразуване	5.9	17.0	18.0	18.6	22	26	32	38	44
Износ	20.1	32.0	41.4	56.8	68	78	91	105	122
Внос	18.3	36.4	42.2	56.6	71	84	105	124	144
Брутен вътрешен продукт	52.5	69.1	82.1	88.6	103	125	152	180	208
БВП 5-год. прираст (%)	2.4	31.8	18.7	7.9	15.9	21.7	21.4	18.6	15.7
БВП (Темпове на 5-год. реален прираст)									
Индивидуално потребление		38.8	20.5	8.8	12.6	13.7	12.0	12.0	12.0
в т.ч.: на домакинствата		42.6	22.5	9.6	12.4	13.7	12.0	12.0	12.0
Колективно потребление		116.7	-1.5	4.0	13.7	17.7	17.5	15.5	13.6
Бруто капиталобразуване		188.3	5.6	3.7	15.9	21.7	21.4	18.6	15.7
Износ		59.4	29.4	37.2	19.4	15.4	15.9	15.9	15.9
Внос		98.9	16.0	34.1	25.1	18.2	25.1	18.6	15.7
Брутен вътрешен продукт	0	31.8	18.7	7.9	15.9	21.7	21.4	18.6	15.7

Сравнение на основните показатели за растежа при трите варианта

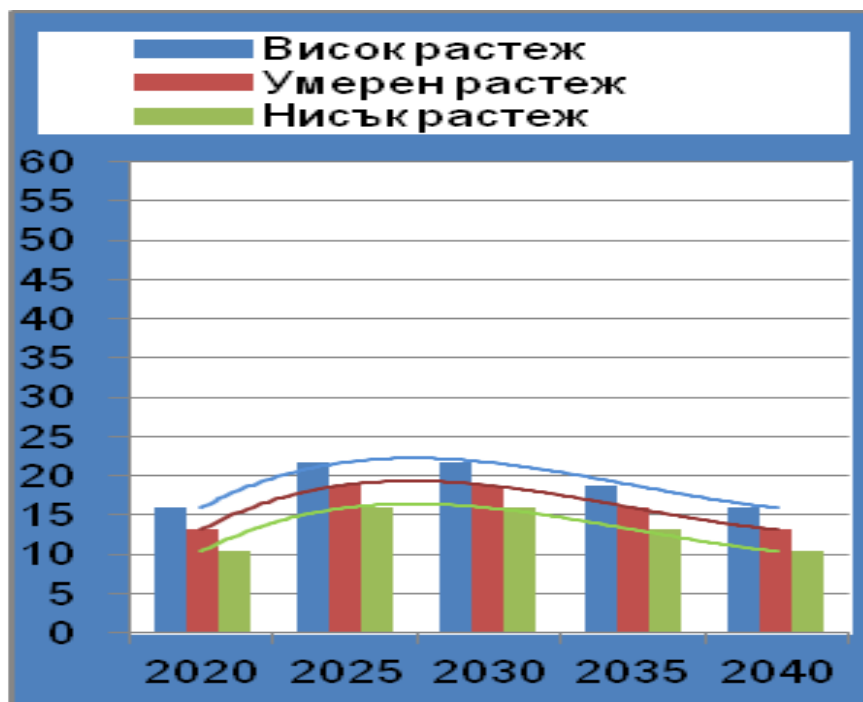
На Фигура I.6, Фигура I.7 и Фигура I.8 се вижда много ясно спецификата на трите варианта на растеж на българската икономика. През по-голямата част от времето

темповете на растеж са в рамките на 3-4% годишно. Само при варианта на висок растеж те са по-високи – 5-6% годишно през втория и третия 5-годишни периоди. Нормално е тогава да се предвиди и по-висок процент за дефлатора на БВП.

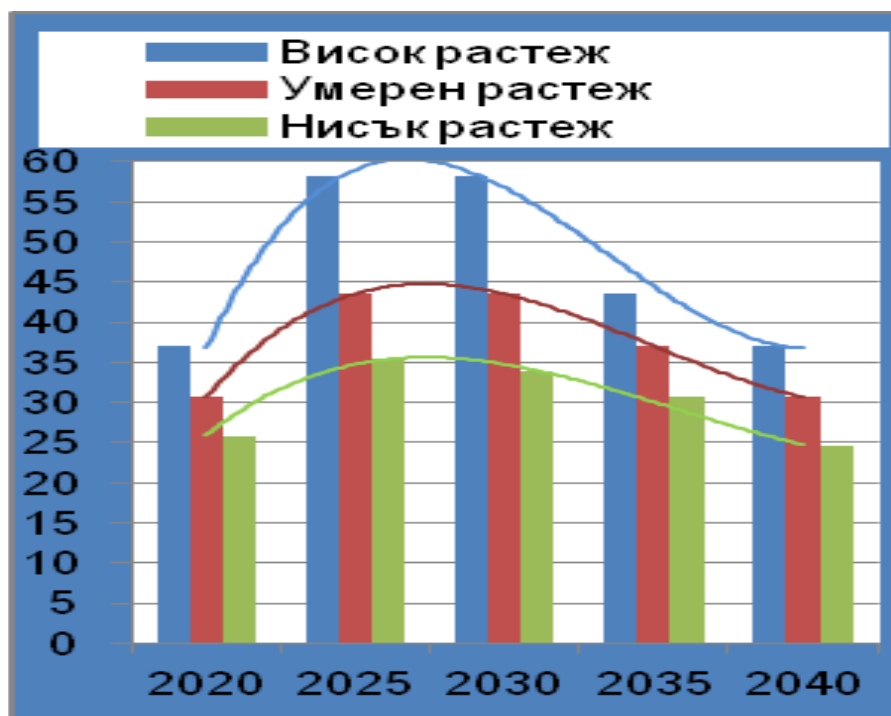
Фигура I.6. БВП: 5-годишни темпове на реален растеж при цени – 2015 г.



Фигура I.7. Дефлатор: 5-годишни темпове на растеж



Фигура I.8. БВП: 5-годишни темпове на растеж при текущи цени



5.2 Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката

На Таблица I.7, Таблица I.8 и Таблица I.9 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 (услугите).

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, транспортът е показан отделно в сектора на услугите.

Относителният дял на селското стопанство в БДС намалява от 4.8% през 2015 г. до 3.4%-3.9% през 2040 г. Относителният дял на индустрията също намалява от 27.9% през 2015 г. до 19.2%-23.5% през 2040 г. Дяловете и на двата сектора се приближават до сегашните стойности на развитите страни-членки на ЕС. Намалението на относителните дялове на тези сектори не е защото те не растат, а затова, че услугите растат по-бързо, каквато е общата тенденция на развитието на икономиките през последните десетилетия.

Посочените промишлени подгрупи растат с близки темпове до тези на промишлеността като цяло, които са по-ниски от тези на икономиката като цяло, и затова общият им относителен дял намалява. Причината пак е в по-бързия растеж на услугите.

Таблица 1.7. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката на България за 2015-2040 г. – вариант на висок растеж

Висок растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
БДС (текущи млрд.BGN)									
Селско, горско и рибно стопанство	3.1	3.4	3.1	3.7	4.9	7.2	10.8	15.6	19.8
Промисленост + строителство	6.3	11.3	17.8	21.3	29	43	60	80	103
в т.ч.: металургия			0.7	0.6	0.9	1.3	1.8	2.4	3.1
химическа промишленост			0.7	1.3	1.4	2.0	2.8	3.7	4.8
промишл. за неметални минер. суровини			0.6	0.8	1.1	1.6	2.4	3.2	4.1
хранително-вкусова промишленост			1.8	2.3	2.9	4.8	6.6	8.8	11.3
Услуги	15.1	25.0	44.1	51.5	74	122	199	295	414
в т.ч. транспорт			3.0	3.2	4.8	8.0	13.4	20.1	29.0
Брутна добавена стойност	24.5	39.7	65.0	76.5	109	172	270	390	537
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продукти)	3.4	7.0	9.7	12.0	16	26	40	58	80
Брутен вътрешен продукт	27.9	46.7	74.8	88.6	125	198	311	448	617
БДС (структура, текущи цени, %)									
Селско, горско и рибно стопанство	12.6	8.6	4.8	4.8	4.5	4.2	4.0	4.0	3.7
Промисленост + строителство	25.8	28.4	27.4	27.9	27.1	25.2	22.2	20.4	19.2
в т.ч.: металургия			1.1	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6
химическа промишленост			1.1	1.7	1.3	1.2	1.0	1.0	0.9
промишл. за неметални минер. суровини			0.9	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8
хранително-вкусова промишленост			2.7	3.0	2.7	2.8	2.4	2.2	2.1
Услуги	61.6	63.0	67.8	67.3	68.4	70.6	73.8	75.6	77.2
в т.ч. транспорт	0.0	0.0	4.0	3.6	3.9	4.1	4.3	4.5	4.7
Брутна добавена стойност	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
БДС (2015 млрд.BGN)									
Селско, горско и рибно стопанство	4.9	4.8	3.9	3.7	3.9	4.8	5.8	6.9	7.2
Промисленост + строителство	12.7	16.4	19.1	21.3	25	30	36	41	47
в т.ч.: металургия			0.5	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.5
химическа промишленост			0.7	1.3	1.3	1.4	1.7	1.9	2.2
промишл. за неметални минер. суровини			0.5	0.8	1.0	1.3	1.5	1.7	2.0
хранително-вкусова промишленост			2.0	2.3	2.6	3.2	3.8	4.3	4.9
Услуги	29.0	38.1	48.9	51.5	63	85	117	146	175
в т.ч. транспорт			3.0	3.2	3.8	6.0	8.2	10.2	12.3
Брутна добавена стойност	45.1	58.7	72.0	76.5	91	120	159	194	229
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продукти)	7.2	10.3	10.1	12.0	14	18	24	29	34
Брутен вътрешен продукт	52.5	69.1	82.1	88.6	105	138	183	223	264
БДС (Темпове на 5-год. реален прираст)									
Селско, горско и рибно стопанство		-1.8	-19.6	-6.0	7.3	21.5	21.7	18.0	5.0
Промисленост + строителство		29.5	16.2	11.8	17.2	21.6	18.1	15.0	13.6
в т.ч.: металургия				13.4	23.4	33.8	18.1	15.0	13.6
химическа промишленост				77.7	3.0	7.8	15.6	15.0	13.6
промишл. за неметални минер. суровини				43.6	27.9	27.7	18.1	15.0	13.6
хранително-вкусова промишленост				15.4	16.2	21.6	18.1	15.0	13.6
Услуги		31.5	28.2	5.5	21.4	35.9	38.0	24.2	20.3
в т.ч. транспорт				6.1	18.5	58.5	38.0	24.2	20.3
Брутна добавена стойност		30.0	22.8	6.3	19.5	31.4	32.3	21.9	18.3
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продуктите)		42.8	-1.4	18.8	13.6	31.6	32.1	22.1	18.7
Брутен вътрешен продукт		31.8	18.7	7.9	18.7	31.4	32.3	21.9	18.4

Таблица 1.8. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката на България за 2015-2040 г. – вариант на нисък растеж

Нисък растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
БДСт (текущи млрд. BGN)									
Селско, горско и рибно стопанство	3.1	3.4	3.1	3.7	5	6	8	9	11
Промишленост + строителство	6.3	11.3	17.8	21.3	27	36	45	56	68
в т.ч.: металургия			0.7	0.6	0.8	1.1	1.4	1.7	2.0
химическа промишленост			0.7	1.3	1.3	1.7	2.1	2.7	3.2
промишл. за неметални минер. суровини			0.6	0.8	1.0	1.4	1.8	2.3	2.7
хранително-вкусова промишленост			1.8	2.3	2.7	4.0	5.0	6.2	7.5
Услуги	15.1	25.0	44.1	51.5	67	93	124	167	211
в т.ч. транспорт			3.0	3.2	4	6	8	11	15
Брутна добавена стойност	24.5	39.7	65.0	76.5	99	136	177	232	291
Корективи (Даңъци минус субсидии в/ продуктите)	3.4	7.0	9.7	12.0	15	20	26	35	43
Брутен вътрешен продукт	27.9	46.7	74.8	88.6	114	156	204	267	334
БДС (структура, текущи цени, %)									
Селско, горско и рибно стопанство	12.6	8.6	4.8	4.8	4.6	4.6	4.3	4.1	3.9
Промишленост + строителство	25.8	28.4	27.4	27.9	27.5	26.6	25.5	24.3	23.5
в т.ч.: металургия			1.1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7
химическа промишленост			1.1	1.7	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1
промишл. за неметални минер. суровини			0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9
хранително-вкусова промишленост			2.7	3.0	2.7	2.9	2.8	2.7	2.6
Услуги	61.6	63.0	67.8	67.3	67.9	68.9	70.2	71.7	72.6
в т.ч. транспорт	0.0	0.0	4.0	3.6	3.8	4.0	4.1	4.2	4.4
Брутна добавена стойност	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
БДС (2015 млрд. BGN)									
Селско, горско и рибно стопанство	4.9	4.8	3.9	3.7	4	5	5	5	5
Промишленост + строителство	12.7	16.4	19.1	21.3	24	28	31	35	39
в т.ч.: металургия			0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3
химическа промишленост			0.7	1.3	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8
промишл. за неметални минер. суровини			0.5	0.8	1.0	1.2	1.3	1.5	1.6
хранително-вкусова промишленост			2.0	2.3	2.6	2.9	3.2	3.6	4.0
Услуги	29.0	38.1	48.9	51.5	60	71	84	99	113
в т.ч. транспорт			3.0	3.2	3	4	4	5	6
Брутна добавена стойност	45.1	58.7	72.0	76.5	88	103	120	139	157
Корективи (Даңъци минус субсидии в/ продуктите)	7.2	10.3	10.1	12.0	13	15	18	21	23
Брутен вътрешен продукт	52.5	69.1	82.1	88.6	101	119	137	159	180
БДС (Темпове на 5-год. реален прираст)									
Селско, горско и рибно стопанство		-1.8	-19.6	-6.0	8.4	14.1	6.3	6.8	6.3
Промишленост + строителство		29.5	16.2	11.8	13.9	13.2	11.9	12.6	11.2
в т.ч.: металургия				13.4	20.0	24.5	11.9	12.6	11.2
химическа промишленост				77.7	0.1	0.4	9.6	12.6	11.2
промишл. за неметални минер. суровини				43.6	24.3	18.9	11.9	12.6	11.2
хранително-вкусова промишленост				15.4	13.0	13.2	11.9	12.6	11.2
Услуги		31.5	28.2	5.5	15.8	19.2	17.9	17.8	14.2
в т.ч. транспорт				6.1	5.5	6.5	17.9	17.8	14.2
Брутна добавена стойност		30.0	22.8	6.3	14.9	17.3	15.8	16.0	13.1
Корективи (Даңъци минус субсидии в/ продуктите)		42.8	-1.4	18.8	9.3	17.5	15.7	16.1	13.3
Брутен вътрешен продукт		31.8	18.7	7.9	14.1	17.4	15.8	16.0	13.2

Таблица 1.9. Промяна в 3-секторната и отрасловата структури на икономиката на България за 2015-2040 г. – вариант на умерен растеж

Умерен растеж	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
БДС (текущи млрд. BGN)									
Селско, горско и рибно стопанство	3.1	3.4	3.1	3.7	5	6	8	10	13
Промишленост + строителство	6.3	11.3	17.8	21.3	28	39	51	65	82
в т.ч.: металургия			0.7	0.6	0.8	1.2	1.5	2.0	2.5
химическа промишленост			0.7	1.3	1.4	1.8	2.4	3.1	3.8
промишл. за неметални минер. суровини			0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.6	3.3
хранително-вкусова промишленост			1.8	2.3	2.8	4.3	5.6	7.2	9.0
Услуги	15.1	25.0	44.1	51.5	70	104	150	211	281
в т.ч.: транспорт			3.0	3.2	5	7	10	14	20
Брутна добавена стойност	24.5	39.7	65.0	76.5	103	149	209	286	376
Корективи (Данъци минус субсидии върху г	3.4	7.0	9.7	12.0	15	22	31	43	56
Брутен вътрешен продукт	27.9	46.7	74.8	88.6	119	171	240	329	432
БДС (структура, текущи цени, %)									
Селско, горско и рибно стопанство	12.6	8.6	4.8	4.8	4.6	4.3	3.9	3.6	3.4
Промишленост + строителство	25.8	28.4	27.4	27.9	27.3	26.1	24.3	22.8	21.8
в т.ч.: металургия			1.1	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
химическа промишленост			1.1	1.7	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0
промишл. за неметални минер. суровини			0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9
хранително-вкусова промишленост			2.7	3.0	2.7	2.9	2.7	2.5	2.4
Услуги	61.6	63.0	67.8	67.3	68.1	69.5	71.8	73.6	74.8
в т.ч.: транспорт	0.0	0.0	4.0	3.6	3.9	4.0	4.2	4.4	4.6
Брутна добавена стойност	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
БДС (2015 млрд. BGN)									
Селско, горско и рибно стопанство	4.9	4.8	3.9	3.7	4	5	5	5	5
Промишленост + строителство	12.7	16.4	19.1	21.3	25	28	33	37	42
в т.ч.: металургия			0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4
химическа промишленост			0.7	1.3	1.3	1.3	1.5	1.7	1.9
промишл. за неметални минер. суровини			0.5	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.7
хранително-вкусова промишленост			2.0	2.3	2.6	3.0	3.4	3.9	4.4
Услуги	29.0	38.1	48.9	51.5	61	76	95	114	134
в т.ч. транспорт			3.0	3.2	4	5	7	8	9
Брутна добавена стойност	45.1	58.7	72.0	76.5	89	109	132	157	181
Корективи (Данъци минус субсидии в/ прод	7.2	10.3	10.1	12.0	13	16	20	23	27
Брутен вътрешен продукт	52.5	69.1	82.1	88.6	103	125	152	180	208
БДС (Темпове на 5-год. реален прираст)									
Селско, горско и рибно стопанство		-1.8	-19.6	-6.0	7.9	13.9	5.8	6.4	5.6
Промишленост + строителство		29.5	16.2	11.8	15.2	15.9	14.3	13.7	12.4
в т.ч.: металургия				13.4	21.4	27.4	14.3	13.7	12.4
химическа промишленост				77.7	1.3	2.7	11.9	13.7	12.4
промишл. за неметални минер. суровини				43.6	25.7	21.7	14.3	13.7	12.4
хранително-вкусова промишленост				15.4	14.3	15.9	14.3	13.7	12.4
Услуги		31.5	28.2	5.5	18.0	24.3	25.4	20.7	17.0
в т.ч. транспорт				6.1	34.4	24.3	25.4	20.7	17.0
Брутна добавена стойност		30.0	22.8	6.3	16.7	21.5	21.6	18.5	15.6
Корективи (Данъци минус субсидии в/ продуктите)		42.8	-1.4	18.8	11.0	21.7	21.4	18.6	15.7
Брутен вътрешен продукт		31.8	18.7	7.9	16.0	21.6	21.6	18.5	15.6

6. Население и заетост при 3-те варианта на икономически растеж²¹

За подпомагане на работата по следващите Дейности от проекта, допълнихме резултатите от анализа на растежа и структурните промени с варианти на промяна на населението и заетостта 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 е 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, както и от растежа 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 раждане 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 усещане 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 от 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%) ще доведе до намаляване наполовина на отрицателния естествен прираст.

Връзката между смъртност и растеж е във възможността 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.

²¹ Ползвани са данни от разработката на ИИНЧ – БАН „Прогнози за демографското развитие на България 2015-2040 г.”.

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 привличане 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 увеличение през 2040 г. с около 300 000 души на населението спрямо 2015 г. (при варианта на висок растеж), или възстановяване на равнището от 2015 г. (при варианта на умерен растеж), или намаляване на населението с около 300 000 души през 2040 г. (при варианта на нисък растеж).

Таблица I.10. Население и заетост в България през 2015-2040 г. при 3 варианта на икономически растеж

Години	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Висок растеж									
Население – хил. бр.	8149	7718	7504	7142	7065	7075	7168	7311	7471
Заетост – хил. души, средногодишно		2982	3075	3032	3000	3085	3230	3420	3575
Умерен растеж									
Население – хил. бр.	8149	7718	7504	7142	7047	6992	6962	6987	7102
Заетост – хил. души, средногодишно		2982	3075	3032	2990	3000	3060	3144	3265
Нисък растеж									
Население – хил. бр.	8149	7718	7504	7142	7012	6927	6855	6820	6815
Заетост – хил. души, средногодишно		2982	3075	3032	2942	2980	3015	3070	3070

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

Промяна на заетостта. В края на периода е възможно да се достигне 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 заетите, дори при сценариите на намаляване на броя на населението.

Основната цел на политиката е подобряване на качествени характеристики на работната сила, зависещо от подобряване на системата на здравеопазване и образование, коренна промяна в условията на труда, повишаване на качеството и продължителността на активния живот.

ДЕЙНОСТ IА. „АНАЛИЗ НА СЪСТОЯНИЕТО И ПЕРСПЕКТИВИТЕ НА РАЗВИТИЕ НА ЕНЕРГЕТИКАТА В БЪЛГАРИЯ. ПРОГНОЗИ НА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО ДО 2040 Г.”

1. Анализ на енергийната политика на Европейския съюз, в т.ч. пакет „Чиста енергия за всички европейци”

Развитието на енергийния сектор на Република България е насочено към приспособяване на този отрасъл към съвременните икономически реалности, към изискванията за членство в редица международни организации, както и към намирането на баланс от геостратегическа гледна точка. Най-съществено отражение върху развитието на сектора оказват подготовката и членството на страната в Европейския съюз (ЕС). То е свързано с особености относно правилата и принципите на членство, които са коренно различни от тези на традиционните международни организации.²² Те оказват значително влияние върху развитието на националната икономика.

Основните цели на пазарната регулация в сектор „Енергетика” на ниво ЕС са повишаване на благосъстоянието на хората, конкурентоспособността на промишлеността и функционирането на обществото като цяло чрез осигуряване на безопасна, сигурна и устойчива енергия на достъпни цени. Усилията в сектора се полагат паралелно с 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, 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 доставка, както и съхранение по отношение на сектор природен газ) и приложимите екологични норми и изисквания. Не на последно място, те имат за цел гарантиране на сигурността на доставките.

Преди усилията на ЕС за либерализация на пазара, електрическата енергия се произвежда, продава, доставя и закупува предимно от местни, държавно контролирани монополи. Конкуренция на електроенергийния пазар почти отсъства, а трансграничните обмени на електроенергия са ограничени. Това, от своя страна, води до проблеми в ценовата ефективност и сигурността на доставките.

Секторната политика на европейско ниво е резултат от редица законодателни инициативи, предприети през последните 20 години. Началото бележи Бялата книга на Европейската комисия от 14 юни 1985 г.²³ Единният европейски акт, приет през 1986 г., поставя началото на концепцията за изграждане на Енергиен съюз, като включва ангажименти за държавите-членки на Общността за постигане на Единен пазар. Работен документ на ЕК от 1988 г.²⁴ сочи, че основните трудности пред изграждането

²² Основните принципи, на които се основава членството на страната в ЕС, са принципите на примат на правото на ЕС над националното законодателство и на директния ефект на правото на ЕС.

²³ http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com1985_0310_f_en.pdf.

²⁴ The internal energy market. Commission working document. COM (88) 238 final, 2 May 1988. [EU Commission - COM Document].

на Единен пазар са съществените различия в отделните държави-членки на ЕС по отношение на данъчна политика, финансови условия, преносни способности и подход към различните видове производители на електроенергия. Набляга се на различните методи за определяне на разходите и цените на енергията като основна пречка пред формирането на конкурентна среда. ЕК определя принципи, на които се подчинява реформирането на сектора и либерализацията на пазара:

- поетапен механизъм за приспособяване на индустрията към новите конкурентни условия;
- прилагане на субсидиарност при избора на пазарен модел, което да позволи на всяка страна да приложи най-подходящия модел, спрямо своите конкретни икономически специфики и пазарни условия;
- недопускането на свръхрегулация;
- устойчив диалог между Европейските институции.

Настоящата структура на енергийния пазар се основава на правилата на „Третия енергиен пакет“, приет през 2009 г., които бяха допълнени от законодателни актове срещу пазарните злоупотреби и законодателни актове за изпълнение относно търговията с електроенергия и правилата за експлоатация на мрежите. Третият пакет следва първа и втора законодателни инициативи, приети през 1996 г. („Първи енергиен пакет“, включващ Директива 96/92/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия) и през 2003 г. („Втори енергиен пакет“, Директива 2003/54/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 26 юни 2003 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и отменяща Директива 96/92/ЕО). Рамката включва, както пазара на електрическа енергия, така и пазара на природен газ. За целите на настоящия анализ, законодателството в областта на природния газ не се разглежда.

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.) има за цел 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 доставките на електроенергия;
- липса на пазарна интеграция на национално и трансгранично ниво;
- липса на прозрачност;
- недостатъчна независимост на националните регулаторни органи (НРО);
- изкривени механизми за ценообразуване, в т.ч. регулирани цени и крос-субсидиране;
- затварянето на пазара надолу по веригата.

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

- отделяне на доставчиците на електрическа енергия от мрежовите оператори (съгласно избрания от съответната страна модел);

- засилване на независимостта на НРО, както по отношение на държавата, така и на индустрията;
- създаване на Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори (ACER);
- трансгранично сътрудничество между системните преносни оператори и създаване на Европейска 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.

Както беше посочено, усилията на ЕС за въвеждане 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 са в основата и на редица ограничителни мерки и изисквания, свързани с други видове производства на електрическа енергия (като производствата на твърди горива и респективните емисионни ограничения), които ги изправят пред сериозни предизвикателства и разходи за изпълнение на съответните екологични норми.

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 2000, политически наблюдатели и участници на пазара поставят под въпрос съвместимостта на прилаганите политики за изпълнението на тези цели.

Практиката показва, че съчетаването на тези усилия изисква деликатен баланс и оценка на мерките, прилагани както от държавите-членки на ЕС, така и от самата Европейска комисия. Например, макар от чл.194 от Договора за функционирането на ЕС да произтича, че политиката на Съюза в областта на енергетиката приема да зачита свободата на избор на национален енергиен микс, този избор в областта на енергийната политика може да бъде засегнат от мерките, приети от Съюза в рамките на неговата политика за околната среда, както е видно от самата Директива 2009/28²⁵, която, като налага на всяка държава-членка задължителни цели, свързани с потреблението на зелена електроенергия, непременно влияе върху състава на техния енергиен микс. Друг пример, който засяга въпросите за равнопоставеността между пазарните участници, е чл.2 на Договора за създаване на Европейска общност по атомна енергия, който предвижда, че ЕС улеснява инвестициите и осигурява, по-специално като насърчава начинанията на предприятията, създаването на основни съоръжения, необходими за развитието на ядрената енергетика. Може да се заключи, че политиките и нормативите на ЕС съдържат известни противоречия и поставят въпроси, предмет на правни дебати и спорове, в т.ч. пред Съда на Европейски съюз.

Първият пакет от мерки на ЕС в областта на климата и енергетиката е приет през 2008 г. и в него са определени целите до 2020 г.²⁶ В първия пакет от мерки на ЕС в областта на климата и енергетиката са заложили три ключови цели до 2020 г.:

²⁵ Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО.

²⁶ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>.

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

ЕС 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.²⁷ 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.;
- най-малко 27% дял на енергията от възобновяеми източници в енергопотреблението през 2030 г.;
- 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.²⁸

Разработена е и Пътна карта за постигане до 2050 г. на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност, която поставя следните цели²⁹:

- 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 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 несъвършенства 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.

Ето защо, в края на 2013 г. Европейската комисия публикува съобщение „Постигане на вътрешния пазар на електроенергия и извличане на максимални ползи от публичната намеса“³⁰ заедно с пет документа, изготвени от службите на Комисията, които

²⁷ Съобщение на Комисията до Европейския Парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и Комитета на регионите, Рамка за политиките в областта на климата и енергетиката през периода 2020-2030 г., COM/2014/015 final; <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=BG&f=ST%20169%202014%20INIT>.

²⁸ За България тази цел е преизпълнена, но това не е основание да не се увеличава междусистемната свързаност, Увеличаването на междусистемната свързаност е предпоставка за интегритета на единния вътрешен пазар.

²⁹ Пътна карта за постигане до 2050 г. на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>.

³⁰ Съобщение на Комисията – Постигане на вътрешния пазар на електроенергия и извличане на максимални ползи от публичната намеса - {SWD(2013) 438 final} {SWD(2013) 439 final} {SWD(2013) 440 final} {SWD(2013) 441 final} {SWD(2013) 442 final}.

съдържат насоки относно механизмите за капацитет, механизмите за подкрепа на възобновяемите енергийни източници, договореностите за сътрудничество между държавите-членки в областта на възобновяемите енергийни източници и решенията, свързани с оптимизацията на търсенето. Целта на посоченото съобщение на ЕК е да предостави на държавите-членки насоки за извличане на максимална полза от публичната намеса, адаптиране на съществуващите мерки за намеса и разработване на нови. Комисията констатира, че когато публичната намеса не е добре замислена, тя може сериозно да повлияе на пазара и да доведе до повишаване на цените на енергията както за домакинствата, така и за предприятията.

Съществен елемент от функционирането на енергийния сектор е и оценката за съответствието с правилата в област конкуренция както по отношение на структурата на даден пазар, механизмите за подкрепа от страна на държавата, така и по отношение на поведението на пазарните участници и разпределението на ролите между тях. Европейската комисия, която е и регулаторния орган в сферата на конкуренцията, е изключително активна в сектора както по отношение на спазване на антитръстовото законодателство, така и в оценката на механизмите за подкрепа на определени производства с правилата за държавни помощи, механизмите за осигуряване на капацитет, а също и по отношение контрола на концентрациите на предприятия от сектора. Службите на ЕК представиха подробен анализ на икономическото въздействие от прилагането на политиката в областта на конкуренцията върху енергийните пазари в ЕС³¹, който прави подробен преглед на интервенциите на Комисията, техния ефект върху пазара. Представени са и вижданията на доктрината по отношение на предпочитани от Комисията подходи за разрешаване на конкурентноправни проблеми, а именно отделянето по собственост.

През 2014 г. ЕК разработи документ, който да подпомогне държавите-членки за постигане на техните цели по отношение на климата 2020 и по-специално навлизането на възобновяеми източници, като същевременно се обърне внимание на пазарните изкривявания, резултат от субсидии, отпуснати на източници на възобновяема енергия. Насоките относно държавната помощ за защита на околната среда и за енергетиката³² включват мерки в тези области, за които предоставянето на държавна помощ при определени условия може да бъде сметено за съвместимо с вътрешния пазар.

Рамковата стратегия за Енергийния съюз от 2015 г. акцентира върху необходимостта от премахване на регулираните цени, които често пъти са по-ниски от себестойността, и превръщането на публична интервенция при определянето на цените на доставка в изключение.

Съществуват и са отчетени³³ 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.

³¹ <http://ec.europa.eu/competition/publications/reports/kd0216007enn.pdf>.

³² Съобщение на Комисията — Насоки относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014-2020 г., ОJ C 200, 28.6.2014, п. 1–55.

³³ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016SC0412&from=EN>.

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 същевременно се предвиди необходимата гъвкавост за държавите-членки и напълно се зачита тяхната свобода да определят своя енергиен микс. Подчертава се също, че управлението 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 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). В заключенията на Съвета по енергетика от 26 ноември 2015 г.³⁴ се сочи, че се очаква системата за управление да бъде основен инструмент за ефикасно и ефективно изграждане на Енергийния съюз.

В резултат, в края на 2016 г. Европейската комисия представи пакет от мерки, насочени към запазване на конкурентоспособността на Европейския съюз в условията на прехода към чиста енергия – пакет „Чиста енергия“.³⁵ 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. Пакетът „Чиста енергия“ се състои от ключови предложения на Комисията за прилагане на Енергийния съюз, в т.ч. предложения за преработване на директивата относно общите правила на вътрешния пазар на електроенергия, на регламента относно пазара на електроенергия и на регламента за създаване на Агенция на Европейския съюз за сътрудничество между регулаторите на енергия. 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 за 2017 г. Важно е да се отбележи, че предложената рамка е фокусирана върху развитието на краткосрочните пазари на електроенергия („В рамките на деня“, „Ден напред“ и „Балансиращ пазар“).

Предложенията на ЕК се основават на разбирането, че адекватно взаимосвързана и пазарно-ориентирана енергийна система, в която цените следват пазарните сигнали, би оказала стимулиращо въздействие за необходимите инвестиции в производството и преноса (по ефективен начин) и би гарантирала, че тези инвестиции се извършват там, където пазарът има най-голяма нужда от тях. По този начин необходимостта от планирани от държавата инвестиции се свежда до минимум.

Националните правила на пазара и държавната намеса понастоящем не позволяват цените да се променят, за да отразяват ситуациите на недостиг на електроенергия.

³⁴ <http://www.consilium.europa.eu/bg/press/press-releases/2015/11/26/conclusions-energy-union-governance/>

³⁵ <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

Новата структура на пазара цели да подобри ценовите сигнали с оглед насърчаване на инвестициите в областите, където те са най-необходими (като се вземат предвид мрежовите ограничения и центровете на потребление, а не толкова националните граници).

От изложеното дотук е видно, че европейската правна рамка е в процес на реформиране. Стратегическите анализи и документи, какъвто несъмнено е Енергийната стратегия на страната, трябва да отразят както действащите нормативни изисквания и ограничения, така и тенденциите за развитие на даден сектор. Както беше посочено, към настоящия момент вече са представени конкретните предложения за изменение в действащата нормативна уредба на ниво ЕС. Ето защо и анализите, разработвани в рамките на този проект, са съобразени с тези фактори, като настоящият документ прави преглед на само някои от основните измерения, отразени в подробните разработки, а именно управление на Енергийния съюз, емисии на парникови газове, енергийна ефективност, енергия от възобновяеми източници, енергийна сигурност, нова структура на пазара на електроенергия.

Подробен анализ на европейското законодателство в областта на енергетиката е представен в Приложение IA.1. Анализ на правните основи на енергийната политика на Европейския съюз.

2. Национална политика за енергийния сектор

Националната политика за енергийния сектор за страната се съдържа в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г., която е одобрена от Министерския съвет и приета от Народното събрание на Република България. Енергийната стратегия е основополагащ документ на националната енергийна политика и за приоритетите на Правителството в областта, като е съобразена с актуалната европейска рамка на енергийната политика.

Основните приоритети в Енергийната стратегия са обобщени в пет направления:

- гарантиране на сигурността на доставките на енергия;
- достигане на целите за възобновяема енергия;
- повишаване на енергийната ефективност;
- развитие на конкурентен енергиен пазар;
- политика, насочена към осигуряване на енергийните нужди, и защита на интересите на потребителите.

В рамките на тези основни направления са формирани конкретни мерки и цели:

- посрещане на предизвикателствата от промените в климата и реализация на общностните цели, известни като „20-20-20 до 2020 г.“, и прилагане на конкретни мерки за намаляване с 10% спрямо 2005 г. на емисиите от сгради, лека промишленост, транспорт, земеделие и отпадъци, както и намаляване с 21% спрямо 2005 г. на емисиите от големи индустриални и енергийни източници на емисии;
- ефективно използване на местните енергоресурси – акцент на националната енергийна стратегия от гледна точка на сигурност и устойчивост е запазването и развитието на въглищната индустрия при строго спазване на нормите за опазване на околната среда;

- постигане на по-висок дял на ВЕИ в брутното крайно потребление на енергия в страната след 2020 г., с максимално използване както на водния потенциал, така и на другите източници на чиста енергия (вятър, слънце, геотермални води, биомаса);
- приоритетно използване на централизираното топлоснабдяване, като се подкрепят методите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;
- развитие на електроенергийния пазар чрез създаване на електроенергийна борса в страната, максимално използване на междусистемните преносни капацитети и възможност за едновременно разпределение на енергия и капацитет;
- енергийното спестяване, включително подобряване на ефективността при производството на електрическа и топлинна енергия, намаляване на загубите при пренос и разпределение на енергия, ускоряване на използването на по-икономични превозни средства и по-интензивно използване на обществения транспорт, своевременно подобряване на енергийните характеристики на съществуващите сгради и въвеждане на по-строги енергийни стандарти за новостроящи се сгради;
- активна подкрепа на инициативи за повишаване на енергийната независимост на публичните и жилищните сгради;
- развитие на пазара на електрически екоавтомобили, системи за съхранение на енергията и „зелени“ градове на бъдещето и на необходимата за тях инфраструктура, включително изграждане на „умни“ енергийни мрежи (Smart Grid);
- увеличаване на дела на пряко използвания природен газ, включително чрез увеличаване на дела на българските домакинства, които са газифицирани, до 30% през 2020 г. и замяната на използваната електрическа енергия за отопление с високоефективни уреди на природен газ.

Обявените приоритетни области в Националната стратегия до 2020 г. продължават да са актуални, поради което се приема тяхното продължаване в рамките на следващия програмен период.

Текущото изпълнение на заложените мерки и цели може да се проследи в годишните бюлетени за състоянието и развитието на енергетиката на Република България, както и като обект на отчетите по секторните планове за работа. От тях се вижда, че има напредък по заложените цели, като в някои случаи те вече са постигнати, но в по-голямата част работата по тях продължава. Електроенергийният сектор показва добра устойчивост и изпълнява функциите си за надеждност и сигурност на доставките в страната.

Предприетите конкретни мерки показват резултати в няколко направления, които за значими при развитие на прогнозата за електропотреблението. Тези направления са посочени накратко по-долу и са анализирани в рамките на проекта.

2.1. Енергийна ефективност

Енергийната ефективност е един от важните приоритети за енергийната политика в страната, във връзка с което са разработени и се прилагат редица секторни програми. Енергийната ефективност е основен критерий и при финансиране на проекти по Оперативните програми. Резултатите за изпълнението на националната цел по Директива 2006/32/ЕО и Директива 2012/27/ЕС показват, че към настоящия момент страната преизпълнява условната цел за периода 2008-2015 г. с 1.4% (Таблица IA.1), и

има добър потенциал за изпълнение на националната цел за енергийни спестявания за периода 2014-2016 г. (Таблица IA.1).

Таблица IA.1. Изпълнение на Националната цел за енергийни спестявания, съгласно Директива 2006/32/ЕО в периода 2008-2015г. с натрупване

Период	Цел за периода		Постигнати спестявания	
	%	GWh/г.	%	GWh/г.
2008-2010	3	2 430	4,40	3 549
2008-2013	6	4 860	6,76	5 472
2014	1	810	1,24	1 002
2015	1	810	1,41	1 138,4
2008-2015	8	6 480	9,41	7 612,4

Таблица IA.2. Изпълнение на Националната цел за енергийна ефективност, определена съгласно Директива 2012/27/ЕС

Национална цел 2014-2020 г.	8325.6	GWh/г.
Изпълнение 2014-2016 г.	3532.2	GWh/г.
Степен на изпълнение на целта	42.4	%

Източник: НПДЕЕ.

Добра представа се получава от отчета за изпълнение на индивидуалните цели от задължени лица в следните групи – собственици на сгради, собственици на промишлени системи (ПС) и търговци с енергия, представени в Таблица IA.3.

Таблица IA.3. Обобщена оценка на изпълнението на индивидуалните цели от трите групи задължени лица за периода 2008-2015 г.

Задължени лица	Индивидуални цели 2016 г.	Изпълнение 2008-2013 г.	Изпълнение 2008-2015 г.	Степен на изпълнение
	GWh/г.	GWh/г.	GWh/г.	%
Собственици на сгради	521	914,6	1 015,3	194,9
Собственици на ПС	839	317,5	530,0	63,2
Търговци с енергия	4 644	1 743,4	2 010,8	43,4

Източник: НПДЕЕ.

От отчетите се вижда добро изпълнение на заложените цели за собственици на сгради, но изоставане в индустрията.

Имайки предвид, че изпълнението на задълженията при собственици на сгради основно се дължи на програми за финансиране с голяма грантова компонента, може да се

направи извода, че за по-нататъшно изпълнение на заложените цели е необходима промяна в политиката чрез засилване на пазарните стимули за реализация на мерки за енергийна ефективност.

Подробни данни за изпълнение на целите и обвързката с прогнозите по отношение на сградния фонд са представени в Приложение IA.4. Прогноза на полезната жилищна площ и прогнози за крайно енергийно потребление в домакинствата.

2.2. Газификация

В тази област е отбелязан сериозен напредък в проектите за междусистемни газови връзки със съседните страни, с цел диверсификация на доставките на природен газ, а енергийният регулатор извърши важни промени в регулаторната база, насочени към либерализацията на газовия пазар.

Отчетите показват спад на собствения добив на природен газ и въпреки усилията за предоставяне на концесии за проучване, към момента няма информация, която да е основание за очакване на промяна в този тренд.

Според годишен доклад на КЕВР, потреблението на битовия сектор е много ниско – 2.28% от общото потребление в страната, което е значително по-ниска стойност от целевите нива на Националната стратегия. Изводът е, че въпреки високия потенциал развитието на битовата газификация е бавно и не може да се очаква бързо разрастване и уплътнение на мрежата, поради високата първоначална инвестиция.

В анализа е отразено повишаване на дела на използването на природен газ за централизирано производство на топлинна енергия от ко-генерационни инсталации.

2.3. Нови технологии

Навлизането на новите технологии у нас основно следва развитието на частни проекти в индустрията, при които основната дейност е за износ.

В областта на битовото потребление навлизането на нови технологии е бавно, като е показателно решението на ДКЕВР от 2012 г., при което т.нар. SMART meters или електромери за почасово измерване на потреблението не са икономически ефективни за нашия пазар. Трябва да се отчита, че средствата за измерване и организацията на пазар, базиран на управлението на товарите, е основен елемент при разработването на концепциите за изграждане на „умни“ енергийни мрежи (Smart Grid) като част от пакета „Чиста енергия“.

Цените на електрическата енергия у нас продължават да са най-ниски спрямо другите европейски страни, което има своя положителен смисъл по отношение на социалните фактори и конкурентоспособността на стоките в промишлеността, но са съществена пречка за реализация на мерки за енергийна ефективност или за внедряване на нови технологии на пазарен принцип, както беше посочено по-горе.

Подробно обсъждане на перспективите за навлизане на новите технологии е представено в докладите на институти на БАН – Приложение O2 (Институт по електрохимия и енергийни системи „Акад. Е. Будевски“ при БАН), Приложение O3 (Централна лаборатория по слънчева енергия и нови енергийни източници при БАН) и Приложение O4 (Институт по инженерна химия при БАН).

3. Общо енергийно потребление и потребление на електрическа енергия. Международни сравнения

Международните сравнения дават възможност да се анализират общите тенденции за развитието на енергетиката и в частност електроенергетиката, което подпомага извеждане на тенденциите и факторите, от които зависи електропотреблението в България за целите на прогнозирането на неговата динамика и бъдещото развитие на сектора. В сравнителен план също се открояват и идентифицират силните страни и основните слабости и проблеми, които бъдещата стратегия би трябвало да отчете. Важно е да се подчертае, че направената прогноза се изгражда върху резултатите от този анализ и откритите тенденции и отразява очакванията при тяхното текущо състояние, като в максимална степен е направен опит да се отчетат и бъдещи развития, които биха оказали влияние върху електропотребностите в страната.

Сравнението се извършва в динамика, като се проследяват тенденциите през последните 15 години (а там, където са налични данни и преди това – от 1990 г.), като по този начин се обхващат различните фази на икономическия цикъл – годините преди, по време и след световната финансово-икономическа криза. Сравняват се показателите на България с тези на най-развитите страни-членки на ОИСР (Организацията за икономическо сътрудничество и развитие), Европейския съюз, както и региона, който е от интерес за износа на електроенергия от България.³⁶

3.1. Тенденции в енергийното потребление

Брутно енергийно потребление

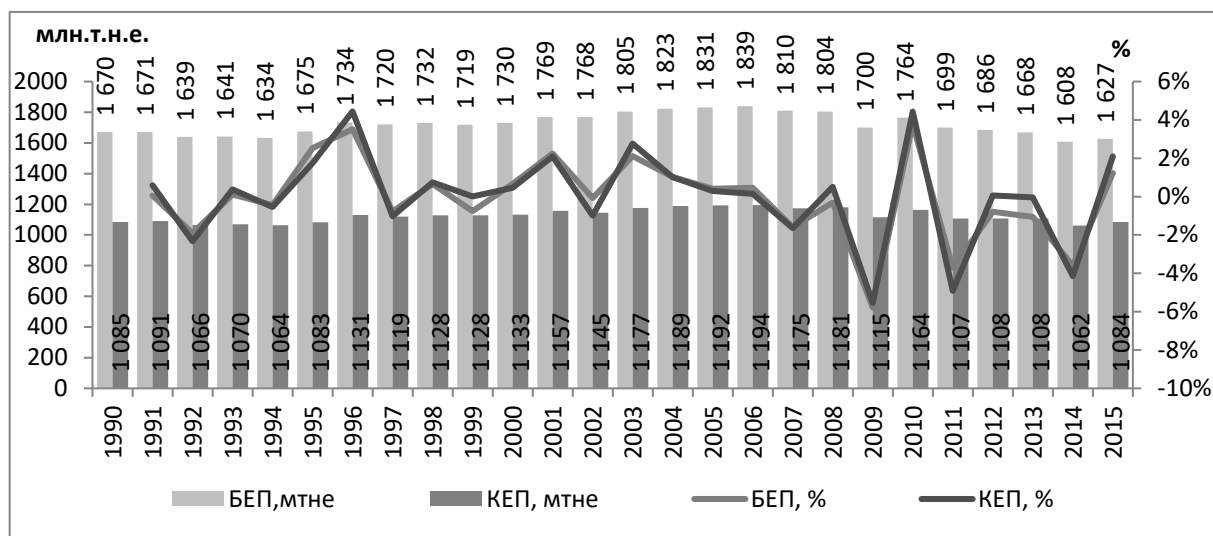
Тъй като прогнозата на потреблението на електрическа енергия обхваща дълъг 25-годишен период, анализът на тенденциите след 1990 г. е от изключителна важност за очертаване на факторите и зависимостите, които биха оказали влияние върху бъдещата динамика на електропотреблението. От друга страна, електропотреблението не може да бъде разглеждано извън тенденциите, характерни и за общото потребление на енергия в съпоставителен план. През последните 25 години икономиката и енергетиката на държавите-членки на ЕС претърпяха сериозни структурни и регулаторни промени. Освен това световната финансова и икономическа криза оказа най-сериозни последици именно върху икономиките на ЕС и еврозоната в частност. **Въпреки тези действия на тези важни фактори, които бихме очаквали да въздействат върху значително намаляване на енергопотреблението, между 1990 и 2015 г. брутното енергийно потребление в ЕС-28 слабо намалява от 1670 на 1627 млн..** През 2015 г. растежът е положителен за първа година след четири поредни с нисък отрицателен прираст, като през 2009 г. се наблюдава най-високият спад от -5.8% във връзка с икономическата криза и спада в производството в страните от ЕС.

Брутното енергийно потребление (БЕП) и крайното енергийно потребление³⁷ (КЕП) следват еднакви тенденции, с минимални различия в годишните растежи, но за разлика от БЕП, КЕП на ЕС-28 запазва нивото от 1990 г., и през 2015 г. възлиза на 1084 млн. т.н.е. – същата стойност като през 1990 и 1995 г., което отново показва неговата относителна устойчивост в разглеждания период.

³⁶ Регионът включва Турция, Гърция, Румъния, Сърбия, Черна гора, Македония, Босна и Херцеговина, Албания, Косово и Унгария.

³⁷ Крайното енергопотребление представлява енергията, доставена на промишлеността, транспорта, домакинствата, сектора на услугите и селското стопанство, с изключение на доставките за сектора за генериране и преобразуване на енергия.

Фигура IA.1. Брутно енергийно потребление и крайно енергийно потребление в ЕС-28, млн. т.н.е., годишен растеж, %, 2004-2015 г.



Източник: Евростат.

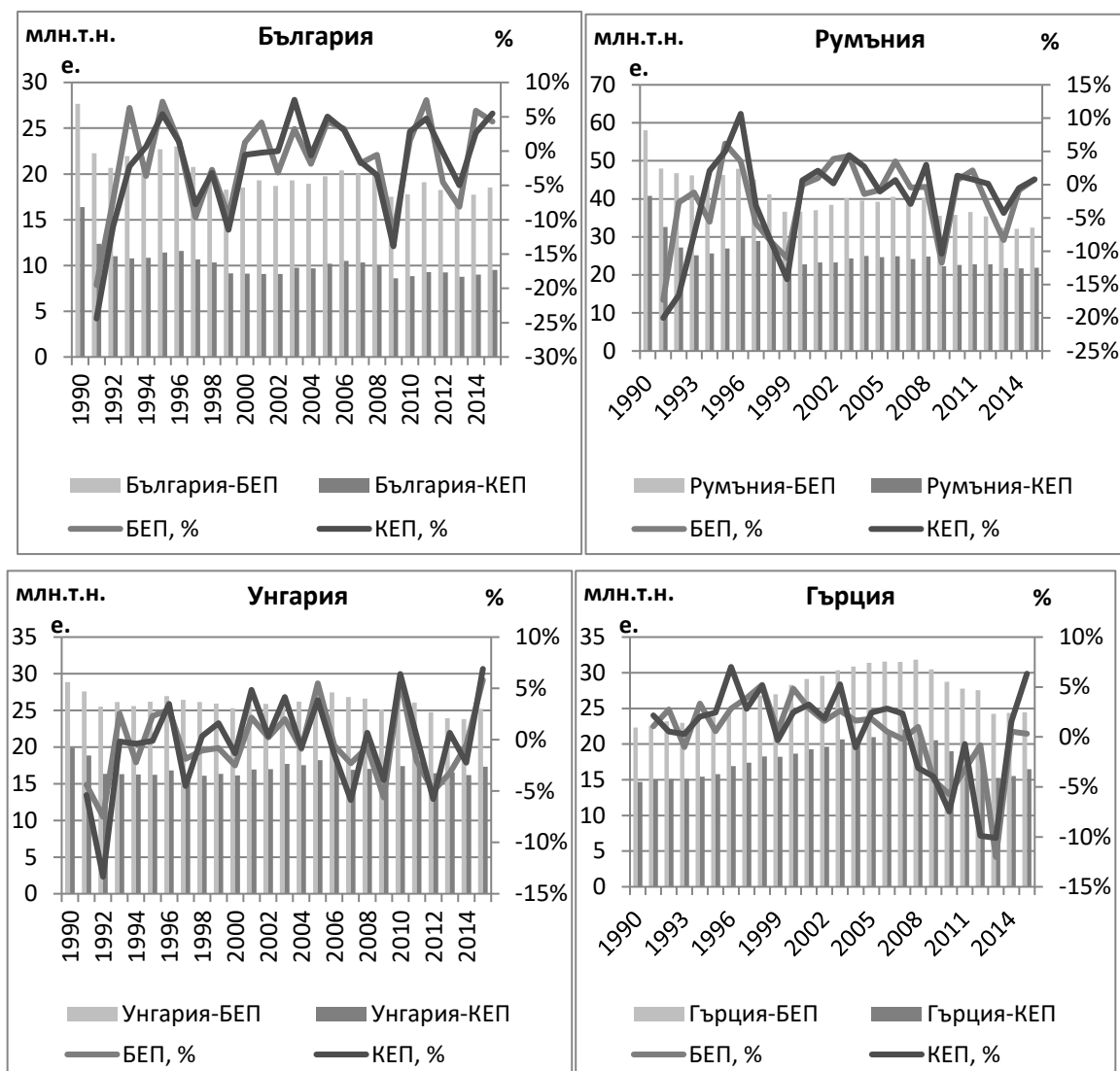
Тенденциите на общо енергопотребление в България, Гърция, Румъния и Унгария³⁸ са сходни с тези на ЕС-28 за периода на последните 25 години до 2015 г., имайки предвид цикличността на икономическото развитие, като отбелязват в различна степен спад в потреблението на енергия в края на 90-те години на ХХ век, възход в първите години след 2000 г. и отново спад след 2007 г. поради икономическата криза.

В България, Румъния и Унгария БЕП и КЕП намаляват със средногодишен растеж от около -1 до -2% през целия период 1990-2015 г., като най-голям спад отбелязва Румъния. КЕП в Румъния спада с 44% в края на 2015 спрямо 1990 г., в България – с 33%, а в Унгария – с 12.6%. В същото време КЕП в Гърция нараства с 9.5% в края на периода спрямо 1990 г., което се дължи на положителен растеж на потреблението през 90-те години на ХХ век, когато останалите страни са в преход към пазарна икономика с характерното реструктуриране на отраслите и значителен спад в индустриалното потребление. Икономическата криза след 2007 г. се отразява най-силно в Гърция, когато само за 7 години до 2015 г. КЕП спада с 25% спрямо нивото през 2007 г. В същия период България и Румъния намаляват потреблението си със средно около 9% всяка, а Унгария дори го увеличава с 2.3% спрямо 2007 г.

Потреблението на енергия започва да нараства през 2014 г. първо в България и Гърция, а след това през 2015 г. и в Унгария и Румъния. Най-бърз растеж в потреблението през 2015 г. се наблюдава в Унгария, с 6.9% повече спрямо предходната година, което е допълнително стимулирано от правителствената ценова политика в сектора.

³⁸ Тенденциите се разглеждат в четири страни от Югоизточна Европа – България, Гърция, Румъния, и Унгария, като най-близките в региона страни от ЕС. Румъния и Унгария същевременно се взимат под внимание, за да се анализира как се развиват структурите на енергопотребление за последните 25 години след прехода към пазарна икономика.

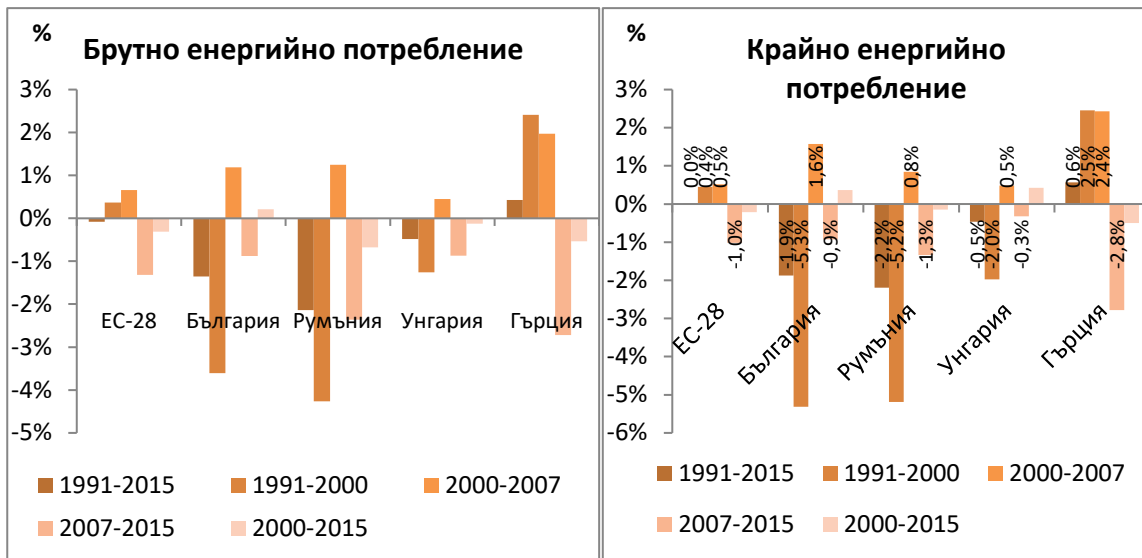
Фигура IA.2. Брутно енергийно потребление и крайно енергийно потребление в България, Румъния, Унгария и Гърция, млн. т.н.е., годишен растеж, %, 1990-2015 г.



Източник: Евростат

Анализът на КЕП за периода 1990-2015 г. показва задържане на нивото в ЕС-28, докато в България се наблюдава годишен спад (-1.87%), както и в Румъния (-2.19%) и Гърция (-0.46%), и средногодишен растеж от 0.57% за периода в Унгария.

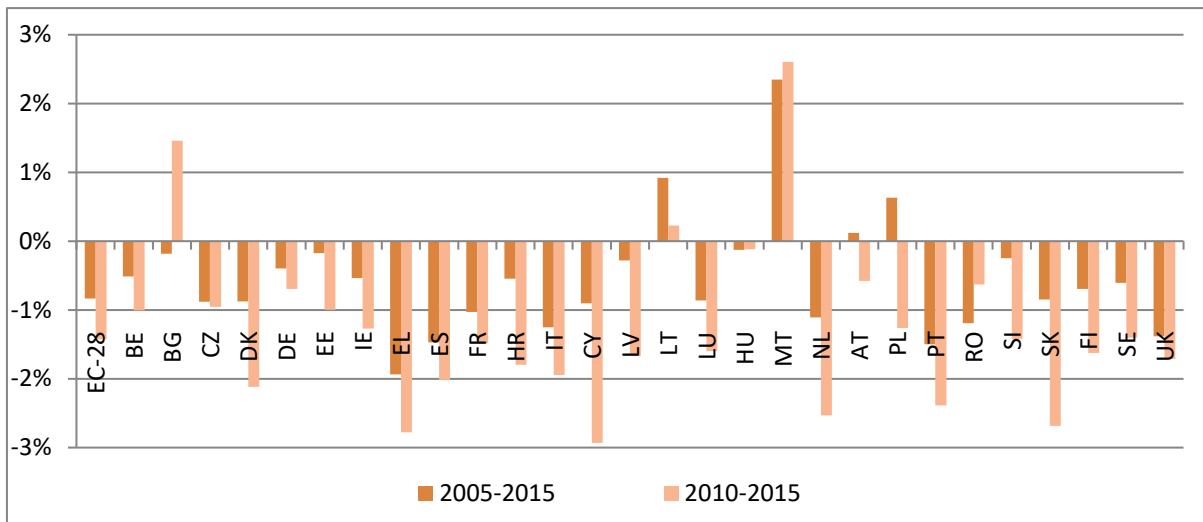
Фигура IA.3. Растеж на БЕП и КЕП по периоди, %, 1990-2015 г.



Източник: Евростат.

В периода на следкризисното възстановяване България е сред единствените три страни в ЕС заедно с Литва и Малта, в които се наблюдава положителен растеж в КЕП, което отново демонстрира силната зависимост на енергопотреблението в страната от икономическата активност. Минимални отрицателни растежи на потреблението се наблюдават в Унгария, Чехия, Белгия, Германия и Австрия.

Фигура IA.4. Растеж на крайно енергийно потребление по държави в ЕС, %, 2005-2015 и 2010-2015 г.



Източник: Евростат.

Анализът на някои агрегирани показатели за енергопотреблението дава възможност да се оцени текущата ситуация и да се идентифицират основни проблеми пред сектора. Използването им обаче за прогнозиране и обосноваване на политики може да бъде подвеждащо, ако не се вземат предвид структурата, елементите и факторите за потреблението. **Агрегирането в един показател на различните видове потребление**

– на домакинства, индустрия, транспорт, услуги и др., скрива тенденциите и процесите в потреблението на енергия и не дава възможност да се оцени дали нивата на показателя са резултат от неефективност и разточителност на енергия, или имат по-скоро структурен характер. Потвърждение на това са и разнопосочните тенденции, които показват двата агрегирани показателя в случая с България – показател за енергопотребление на лице от населението и показател на единица БВП. Ако се анализира потреблението на лице, данните показват значително недопотребление на енергия (вкл. електрическа) в България в сравнение с ЕС и развитите страни, а ако се изследва потреблението на енергия на единица БВП, тогава показателят сигнализира обратното – висока енергийна (вкл. електроенергийна) интензивност.³⁹ Поради методологическите несъвършенства на агрегираните показатели, по-нататък се изследват и двата вида, но акцентът е поставен върху детайлния анализ на потреблението на енергия в различните сектори според различните източници.

Таблица 1А.4. Индикатори

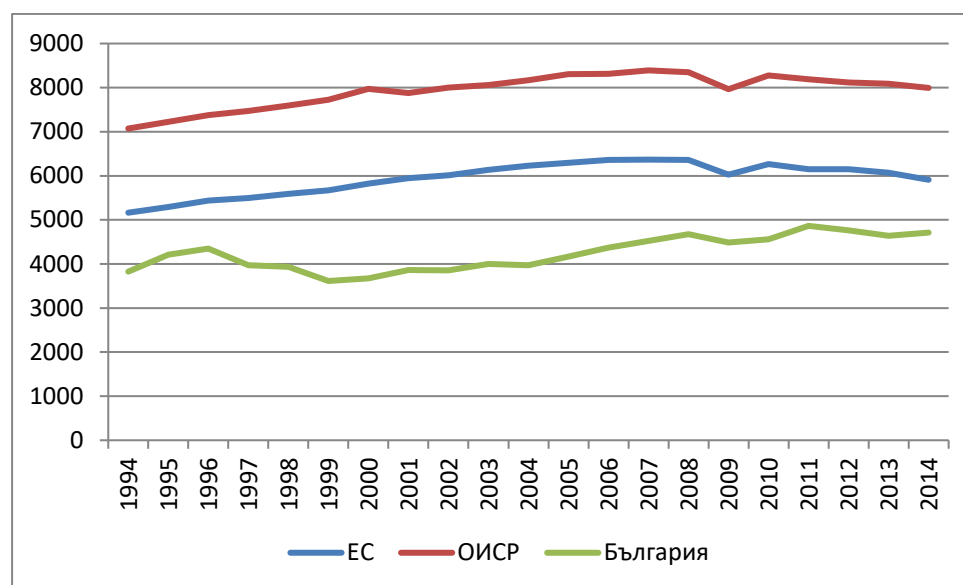
Показател	България	Регион	ЕС	ОИСР
Електропотребление на 1 лице (КВтч) – 2015 г.	4708	3407	5908	7995
Загуби от пренос и дистрибуция на електрическа енергия (% от произведената електрическа енергия през 2014 г.)	8.6	14.7	6	6.3
Ниво на енергийна интензивност към първична енергия (MJ/\$2011 PPP GDP) – 2014 г.	8.8	4.9	3.7	4.7
Енергопотребление на 1 лице (кт.н.е.) – 2015 г.	2478	3658	3808	4145

Източник: The World Bank data, 2017 г.

Общото енергопотребление в България, измерено на 1 лице от населението, е 2478 кт.н.е. и изостава спрямо равнището на най-развитите страни (средно за ОИСР) с около 40 и 33% от средното за ЕС. При потреблението на електрическа енергия сравнението показва сходни тенденции. Потреблението на електроенергия на 1 лице в България следва възходяща тенденция, подобно на тренда при развитите страни от ОИСР, но световната финансова и икономическа криза забави растежа и стабилизира този показател на около 4700 КВтч на лице при около 8000 КВтч в ОИСР.

³⁹ Както се посочва от Световната банка (Методологически бележки към дефиницията за енергийна интензивност) и в становището на американската Агенция за енергийна ефективност, „на равнището на агрегираната икономика енергийната интензивност/ефективност не е смислена концепция поради хетерогенния характер на продукцията. Обединяването на огромен брой стоки, чието производство изисква различно количество енергия, по-скоро обърква, отколкото осветлява проблема. Опростеният показател за интензивност (като този Energy/GDP) носи малко информационно съдържание без определящите го секторни специфики.

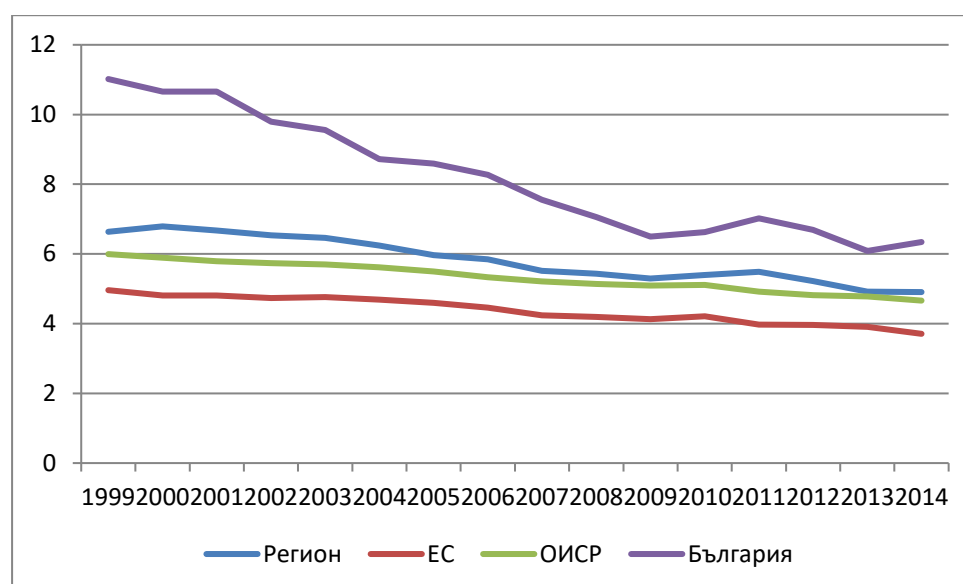
Фигура IA.5. Електропотребление на човек от населението (КВтч)



Източник: The World bank data, 2017.

България се очаква да догони развитите страни по електропотребление на 1 лице, което създава условия за нарастване на производството на електрическа енергия. Измерена обаче чрез нивото на енергийна интензивност към първична енергия (MJ/\$2011 PPP GDP), енергийната интензивност в България значително надвишава равнището на страните от ОИСР, ЕС и региона.

Фигура IA.6. Енергийна интензивност (MJ/\$2011 PPP GDP)



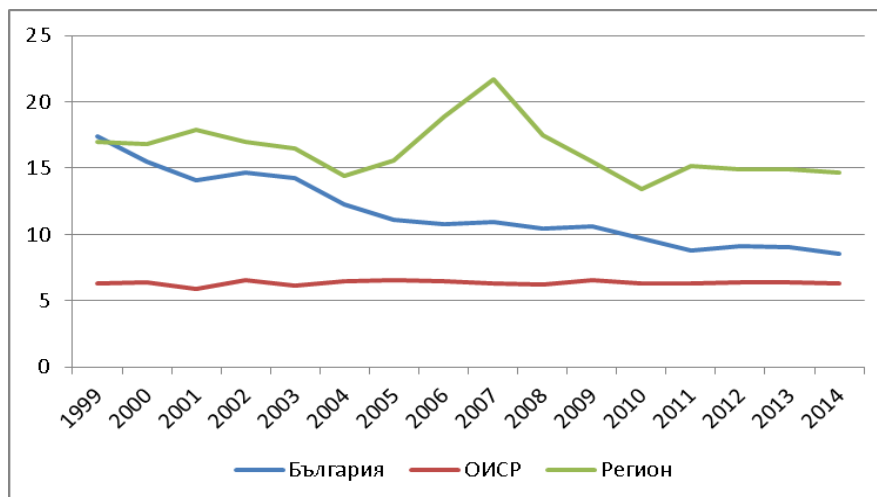
Източник: The World bank data, 2017.

Въпреки че са налице индикации за намаляване на равнището на този показател, енергийната интензивност все още остава на високи равнища, което е свързано както със специфичната отраслова структура на икономиката и високия дял на енергоемки отрасли, така и с ниската енергийна ефективност в някои сектори. Това обстоятелство в

съществена степен повлиява на очакванията за връзката между икономическия растеж и потреблението на електрическа енергия, както и за отчитането на мерките за електроенергийна ефективност в страната.

По показателя „загуби от пренос и дистрибуция на електрическа енергия“, България все повече се доближава до развитите държави от ОИСР с ясна тенденция към по-висока ефективност на електроразпределителната мрежа. Загубите като процент от произведената електрическа енергия в България намаляват от около 17% на около 8%, докато в региона, тяхното равнище остава около 2.5 пъти над това в ОИСР.

Фигура 1А.7. Загуби от пренос и дистрибуция на електрическа енергия (% от произведената електрическа енергия)



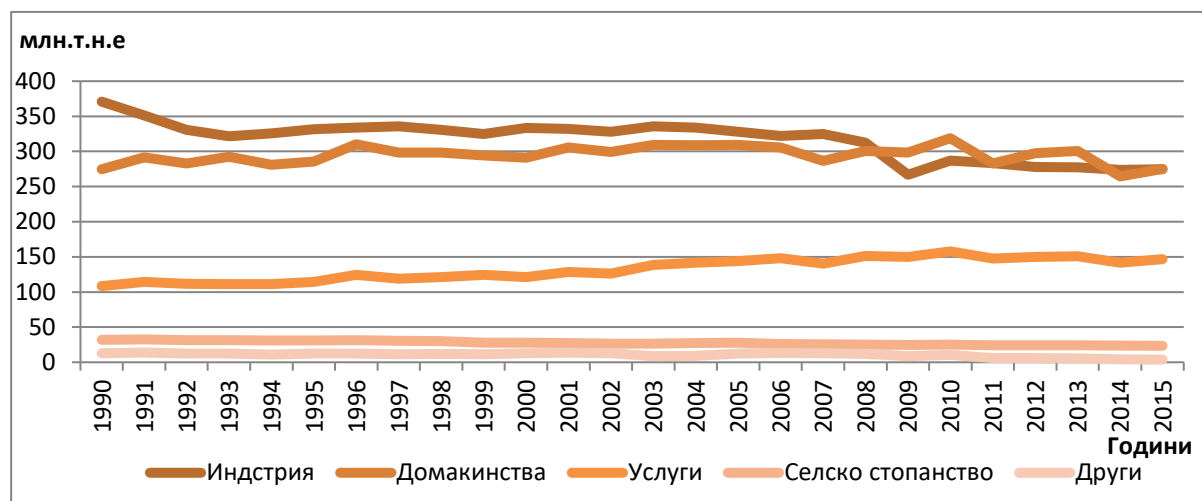
Източник: The World bank data, 2017.

Структура на КЕП по сектори

Структура на КЕП по сектори в ЕС-28

Динамиката на КЕП по сектори в ЕС-28 за последните 25 години показва устойчиво намаляване на потреблението на енергия в индустрията, увеличаване в сектор „Услуги“ и относително стабилизиране на нивата на енергопотребление в сектор „Домакинства“ при сходни тенденции и за България. Делът на промишлеността в КЕП на ЕС-28 спада от 46% през 1990 г. на 38% през 2015 г., като в абсолютни стойности този спад се изразява в близо 100 млн. т.н.е. намалено потребление на енергия за целия период – от 371 на 275 млн. т.н.е. Същевременно потреблението в сектор „Услуги“ нараства с близо 40 млн. т.н.е. за периода (от 107 на 147 млн. т.н.е.), а делът в общото КЕП нараства от 13.6% през 1990 г. на 20.3% през 2015 г.

Фигура 1А.8. Крайно енергийно потребление по сектори в ЕС-28, млн. т.н.е., 1990-2015 г.

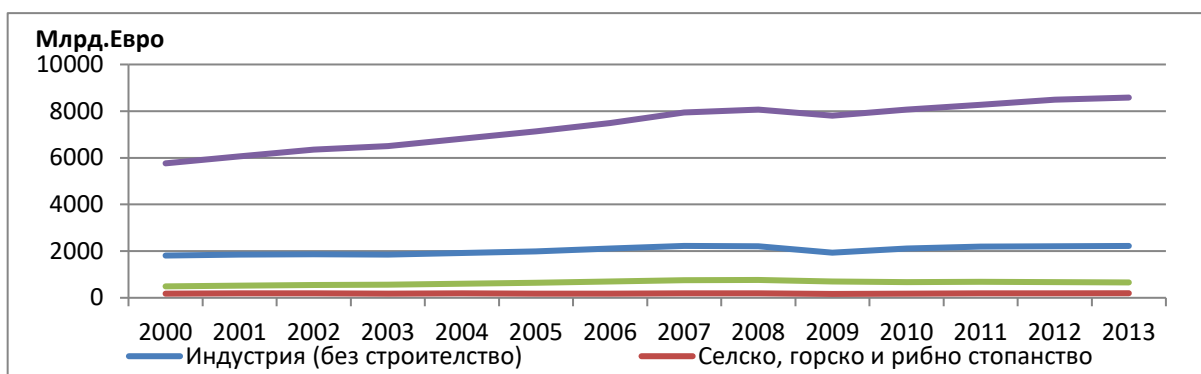


Източник: Евростат.

Тези промени в структурата на енергопотреблението са повлияни от реструктурирането на икономиките на ЕС. Анализът в динамиката на БДС по сектори в периода 2000-2013 г. показва увеличаващ се принос на сектор „Услуги” в БДС (като дял от общото и като абсолютен обем) както и по-бавен растеж в БДС на индустрията и намаляващ принос на строителството. Сектор „Селско, горско и рибно стопанство” е с минимален сравнително устойчив размер на БДС, вариращ между 185-195 млрд. евро през годините. В сектори „Строителство” и „Услуги” се наблюдава най-бърз годишен растеж от 5.8 и 4.3% съответно в периода от 2000 до 2008 г., при 2.5% растеж в БДС на индустрията (без строителство) и 0.5% на „Селско, горско и рибно стопанство”. В годините на икономическа и финансова криза най-засегнат е сектор „Строителство” със средногодишен спад в БДС от 3.5% за периода 2009-2011 г., докато останалите сектори търпят спад през 2009 г. и продължават бавен растеж през следващите години.

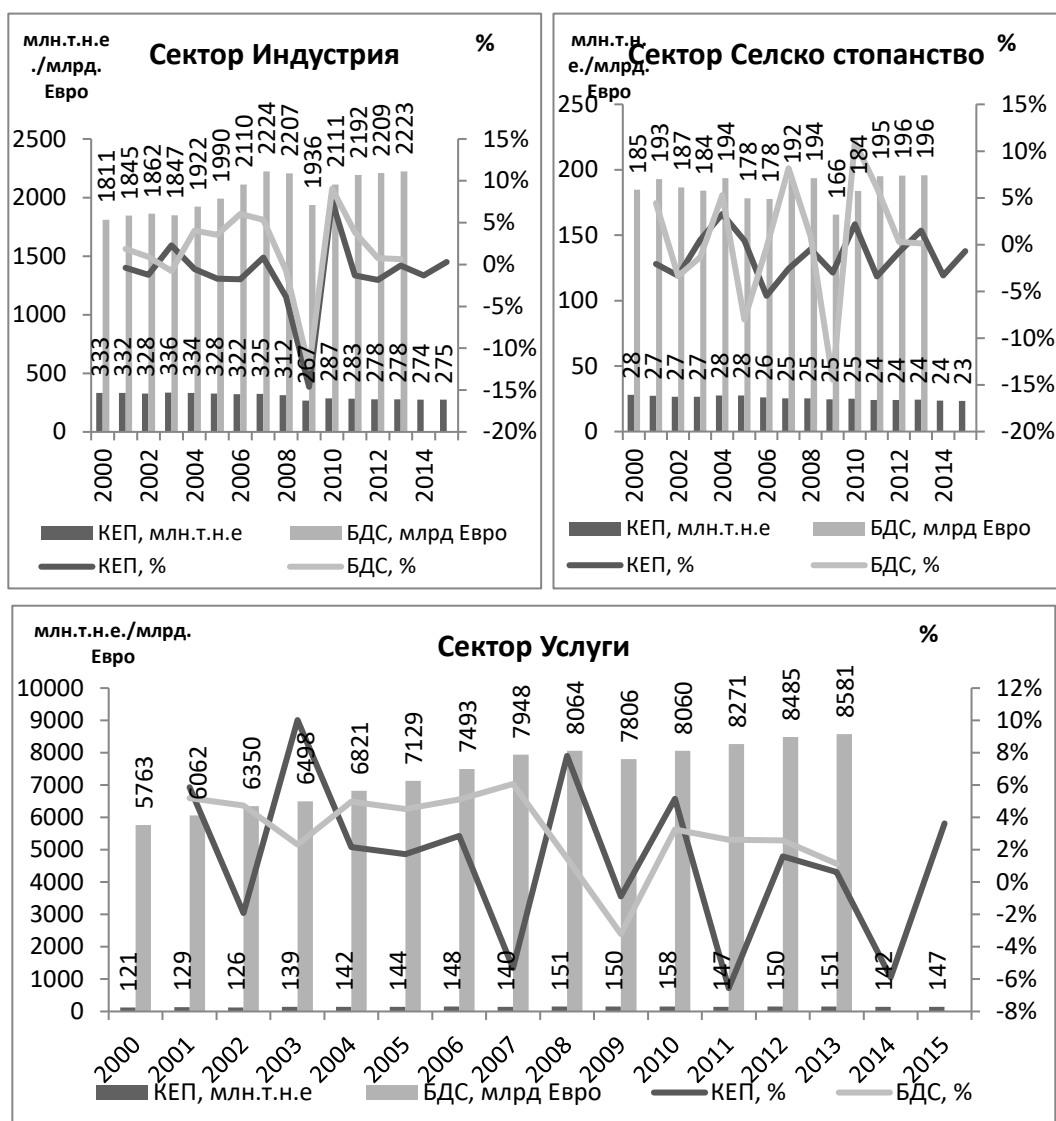
Анализът на измененията на БДС и КЕП по сектори показва силна зависимост на енергопотреблението от икономическия растеж в сектор „Индустрия”, по-голям диапазон на изменението на БДС от КЕП в сектор „Услуги”, където енергопотреблението е по-уязвимо на измененията в икономиката, и сравнително най-слаби изменения на енергопотреблението в сектор „Селско, горско и рибно стопанство” за периода 2000-2013 г. Делът на домакинствата в енергопотреблението нараства съвсем слабо от 34% през 1990 г. на 38% през 2015 г., като началната и крайната стойност на потреблението за периода съвпада изцяло – 275 млн. т.н.е., което отново демонстрира относителната стабилност на енергопотреблението на домакинствата, характерна и за консумацията на електрическа енергия в България.

Фигура 1А.9. Брутна добавена стойност по сектори на ЕС-28, млрд. евро, 2000-2013



Източник: Евростат.

Фигура 1А.10. КЕП(млн.т.е) и БДС(млрд. евро) по сектори в ЕС-28, 2000-2015 г.



Източник: Евростат.

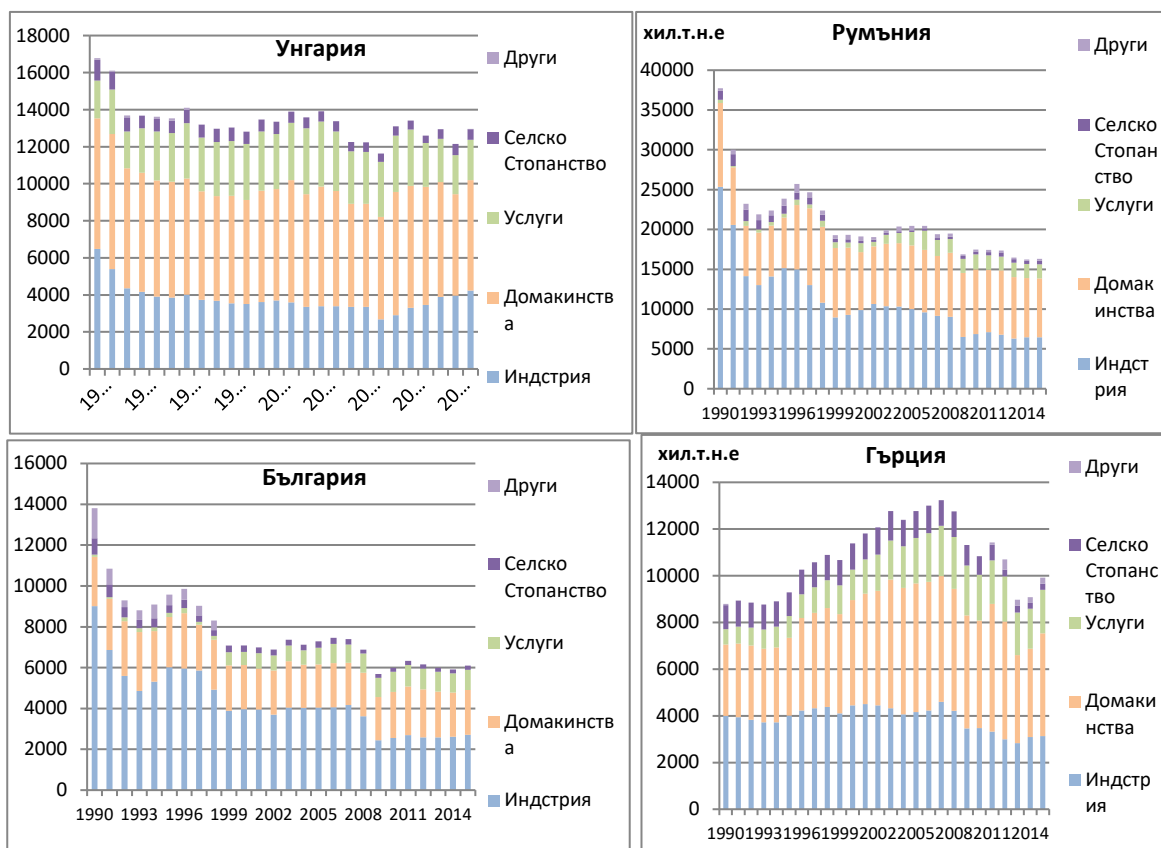
Структура на КЕП по сектори в България, Румъния, Гърция и Унгария

Сходни тенденции се наблюдават и в четирите разглеждани страни от Югоизточна Европа, като се откроява изравняване на структурата на КЕП на отделните страни със структурата на ЕС-28, показващо колко силен е процесът на конвергенция в тази насока. **Във всички страни се наблюдава спад на дела на КЕП в индустрията и прираст в дела на КЕП в услугите и домакинствата, което дава основание да се очаква продължаване на тази тенденция и в бъдеще.** До 1990 г. в България крайното енергийно потребление е концентрирано в индустрията, която е консумирала над 2/3 от общото за страната. От началото на 90-те години на ХХ век, като следствие от реструктурирането на икономиката, дялът на КЕП в индустрията устойчиво намалява, като през 2015 г. спада под 32 при 38% средно ниво за ЕС. **През последните 25 години енергийното потребление в България е повлияно от редица неблагоприятни фактори, като икономически сътресения, значително намаляване на населението с около 1.5 млн. души, реструктуриране на икономиката, повишаване на цените на енергийните ресурси – все фактори, ограничаващи потреблението на енергия за битови и небитови нужди.** Дялът на КЕП в сектор „Индустрия” в България намалява от 65% през 1990 г. на 44% през 2015 г., като в годините след икономическата криза дялът спада под 43% (2010-2013 г.) и се покачва слабо през 2014-2015 г. Отчитайки общия спад на КЕП в България и намаления дял на индустрията в общото КЕП, налице е намалено потребление на енергия от 6.4 млн. т.н.е. за целия период – от 9 млн. т.н.е. през 1990 г. на 2.7 млн. т.н.е. през 2015 г. Потреблението в сектор „Селско, горско и рибно стопанство” е минимално и продължава да спада през същия период, докато в България се наблюдава нарастване на КЕП в сектор „Услуги” с близо 9 пъти за последните 25 години – пряко следствие от променената икономическа структура не само в национален, но и в световен план, демонстрираща силната зависимост между потреблението на енергия и икономическото развитие.

Същевременно потреблението на КЕП в сектор „Домакинства” в България се запазва относително стабилно като обем, като варира между 2.1-2.4 млн. т.н.е. през целия период, а като относителен дял от общото КЕП дори се повишава. Дялът на крайното потребление на енергия в сектор „Домакинства” нараства от 17% през 1990 г. на 36% през 2015 г., което е над 2 пъти от първоначалното ниво до прехода към пазарна икономика. За същия период дялът на КЕП в сектор „Домакинства” в ЕС-28 се е повишил едва с 3.6 до 38% през 2015 г., в Унгария – с 4 до 46%, а в Гърция – с 9.6 до 44%. В Румъния дялът на КЕП в сектор „Домакинства” също така нараства с 17% за целия период от 28% от общото КЕП през 1990 г. до 45% през 2015 г. Въпреки това обаче от четирите държави от ЕС, с които се извършва сравнение, единствено в България все още доминиращо потребление на енергия има индустрията, докато в останалите страни най-голям дял в КЕП държи сектор „Домакинства”. В годините на икономическа криза този дял достига близо половината от общото КЕП на страните.

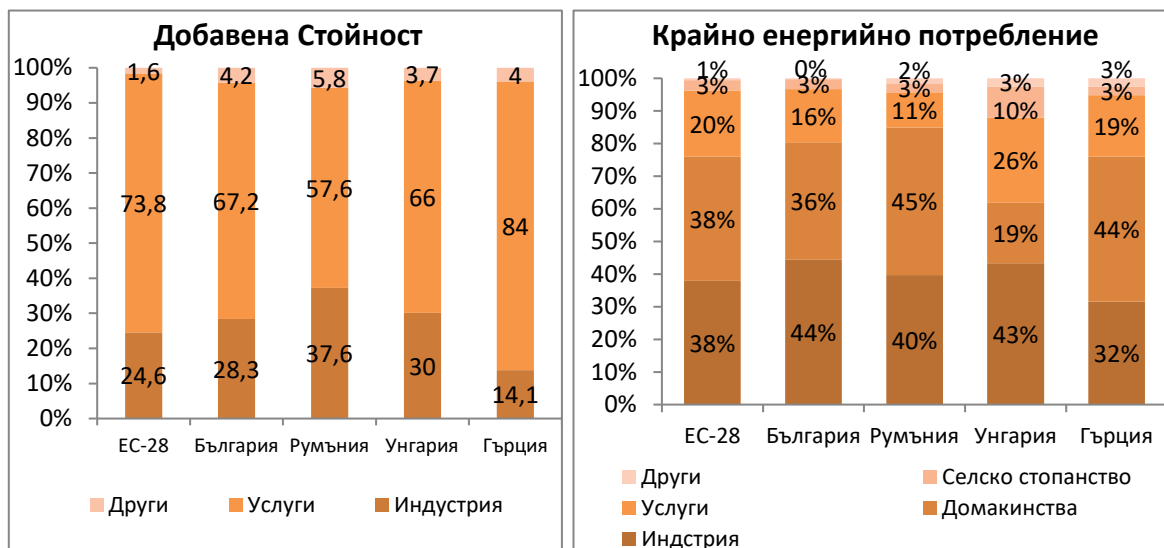
Тенденциите на енергопотреблението в България са сходни с тези в Румъния, като големият спад на енергопотреблението се дължи основно на спад в индустрията и селското стопанство. Домакинствата отбелязват сравнително стабилно потребление и единствено расте дялът на услугите в общото КЕП. Сравнение на динамиката в структурата на КЕП по сектори с Румъния, Унгария и Гърция за последните 25 години показва най-голям спад в дела на индустрията в България и най-голямо покачване на ролята на сектор „Домакинства” за общото КЕП отново именно в България.

Фигура IA.11. Структура на крайното енергийно потребление по сектори в България, Румъния, Унгария и Гърция, 1000 т.н.е.



Източник: Евростат.

Фигура IA.12. Дял на добавената стойност и КЕП по сектори, %, към 2015 г.



Източник: Евростат.

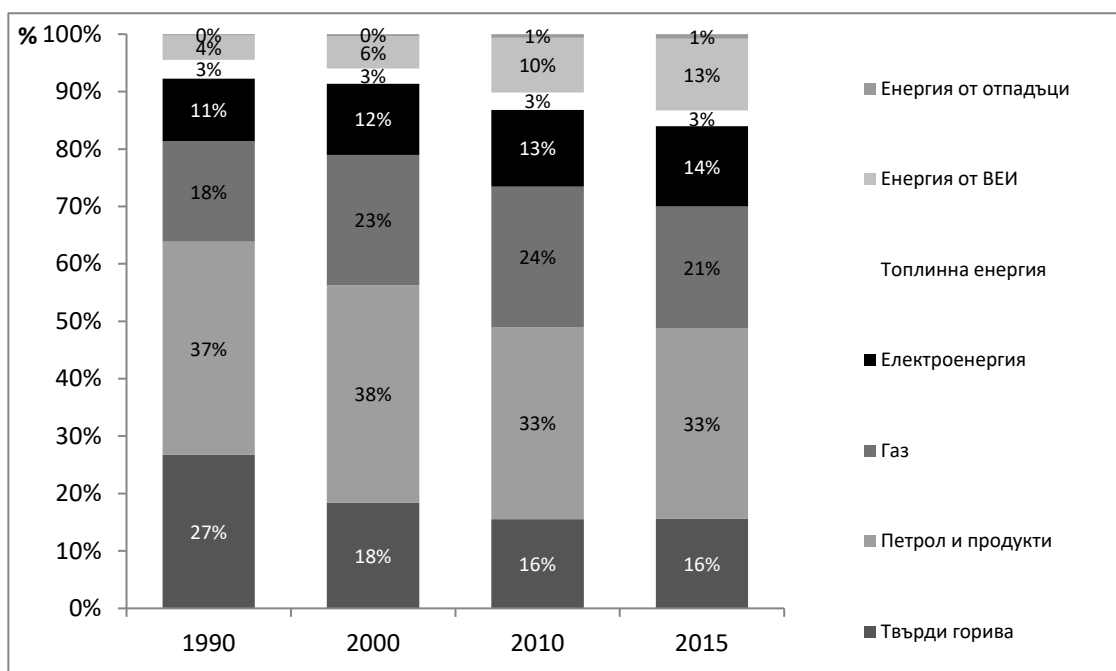
Анализът на структурата на добавената стойност по сектори показва и по-висок дял на сектор „Индустрия” в България в сравнение с Румъния и ЕС-28 и сходен с Унгария.

КЕП по видове енергийни ресурси

За последните 25 години се наблюдава устойчиво увеличение на дела на електрическа енергия в крайното енергийно потребление в ЕС-28, намаляване на дела на твърди горива и петролни продукти и увеличаване на потреблението на енергия от възобновяеми източници (ВЕИ) и отпадъци. Природният газ заема променлив дял, зависещ силно от движението на цените на петрола, като достига 23-24% от общото КЕП през първото десетилетие на XXI век и намалява до 21% през 2015 г.

Докато общото енергопотребление намалява в периода на икономическата криза и слабо се възстановява след това в ЕС-28, потреблението на електроенергия нараства устойчиво през последните 25 години, което дава основания да се очаква тази тенденция да се запази и в бъдеще. Същевременно обаче нарастването на дела на електрическата енергия в общия микс на КЕП е от 11% през 1990 г. до 14% през 2015 г. средно за ЕС-28, което не създава очаквания за съществено нарастване в средносрочен период. В България делът нараства от 10% на 13%, в Румъния – от 7% на 11%, в Унгария – от 9% на 13%, а в Гърция – от 10% на 16%. Нарастването на дела на електроенергията в повечето случаи е за сметка на потреблението на твърди горива, петрол и петролни продукти в България и Гърция, и ЕС-28, докато делът на петрола в КЕП в Румъния и Унгария се запазва непроменен през 25-годишния период до 2015 г.

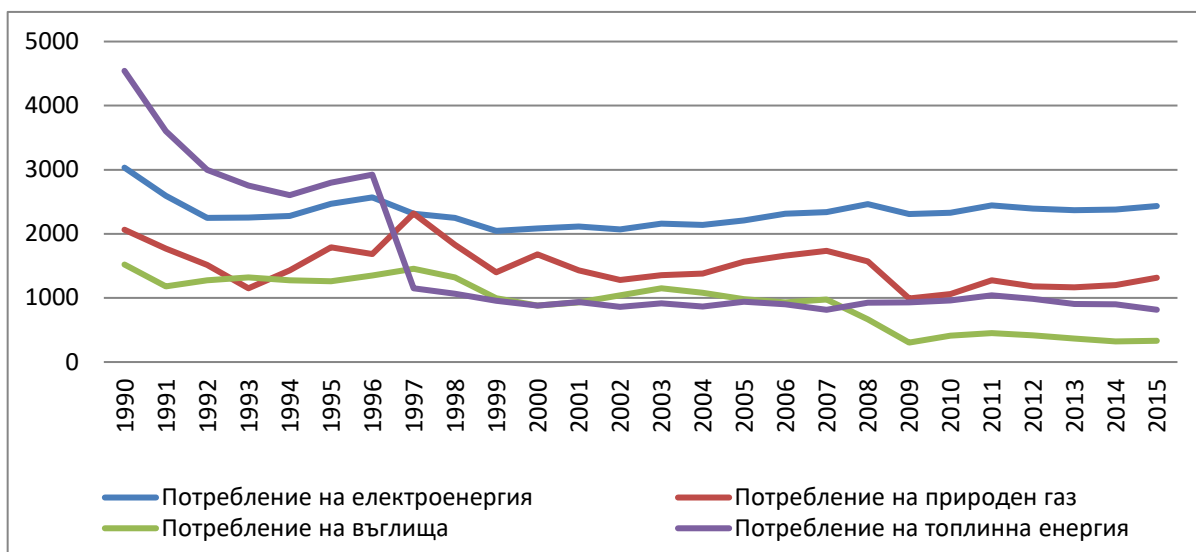
Фигура 1А.13. Структура на крайно енергийно потребление по вид ресурс в ЕС-28



Източник: Евростат.

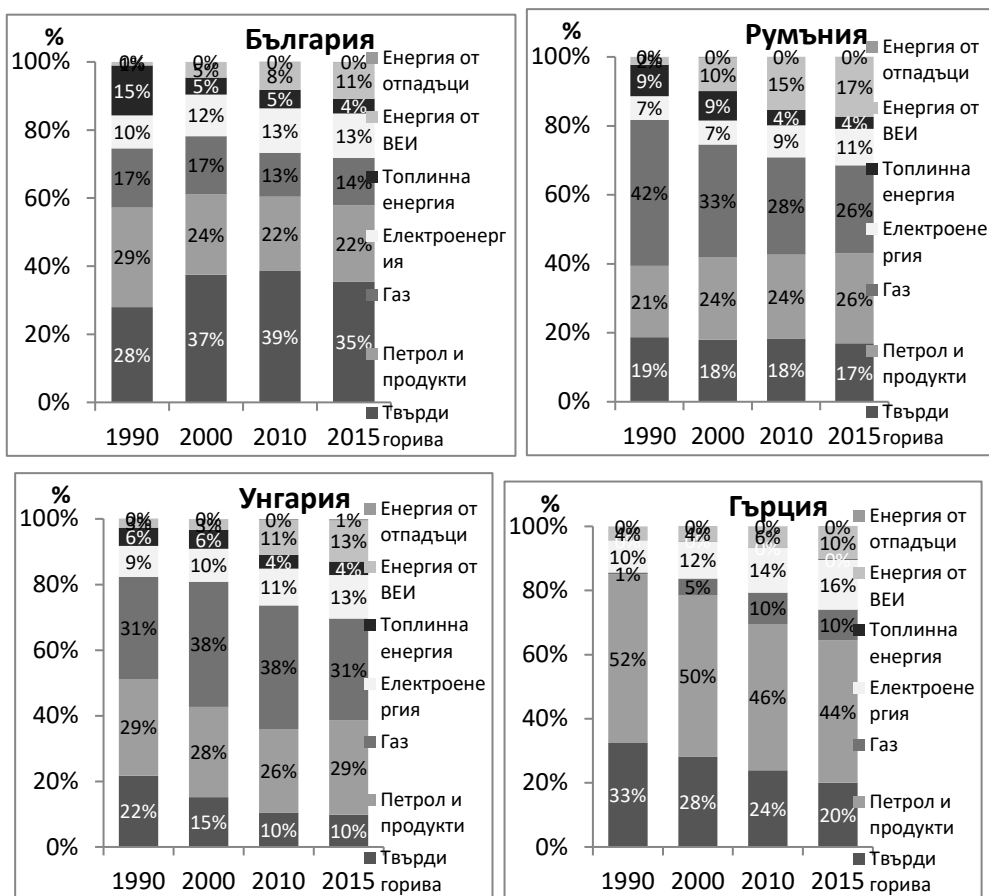
Съпоставката с общото потребление на енергия по източници показва, че като цяло използването на енергия в българската икономика намалява и е налице процес на спад на дела на топлинната енергия при запазване на позицията на електроенергията.

Фигура IA.14. Потребление на енергия в България по източници (хил. т нефтен еквивалент)



Източник: Евростат.

Фигура IA.15. Структура на крайно енергийно потребление в България, Румъния, Унгария и Гърция



Източник: Евростат.

До 2000 г. общото потребление на енергия в България непрекъснато намалява и варира от 11 163 хил. т.н.е. през 1990 г. до 5395 хил. т.н.е. през 1999 г., отбелязва известен растеж след 2005 г. и през 2008 г. възлиза на 5622 хил. т.н.е., а през 2015 г. вече е 4901 хил. т.н.е. В структурата на общия енергиен микс потреблението на електрическа енергия заема приблизително 30% до 1996 г., докогато доминиращ източник на енергия е топлинната енергия, а след 1996 г. **електрическата енергия се налага като основен енергиен източник с дял в общото енергийно потребление от 38% през 2000 г., който непрекъснато расте до 44% през 2008 г. и 50% през 2015 г.** Същевременно се наблюдава постепенно увеличаване на дела на природния газ от 19% от общия енергиен микс през 1990 г. до 30% през 2000 г., след което постепенно спада до 28% през 2008 г. и 27% през 2015 г. Делът на въглицата като енергиен продукт също показва ясна динамика на намаление след 2003 г., когато възлиза на 21% от енергийния микс в индустрията, а след това намалява до 12% през 2008 г. и 7% през 2015 г. Тези данни налагат извода, че **след 1996 г. и независимо от фазата на бизнес цикъла електроенергията е основен енергиен продукт.**

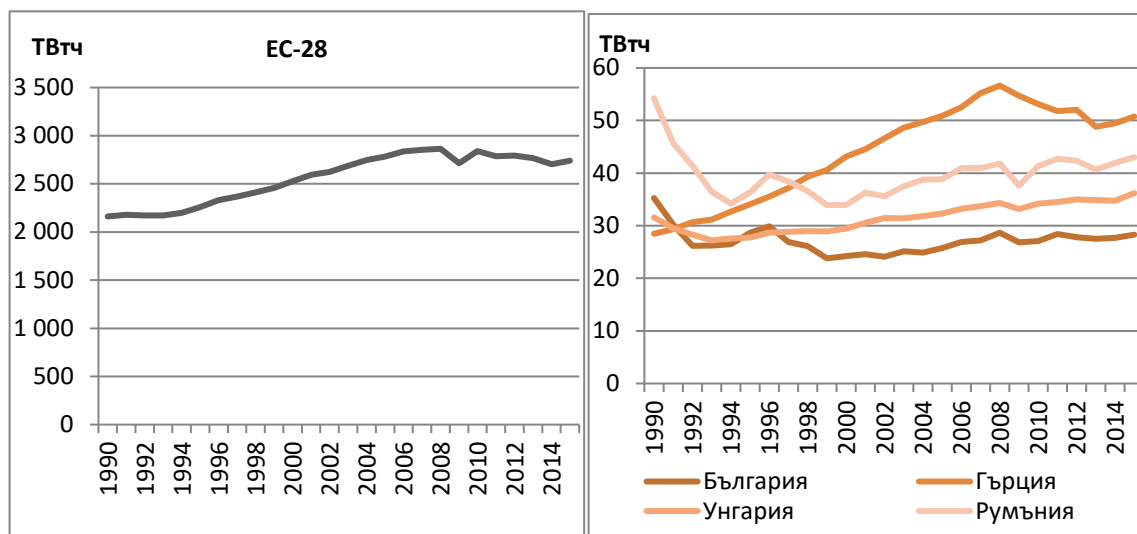
По показателя дял на ВЕИ в крайното потребление на енергия през 2015 г., България (17%) заема позиция около средното за ЕС (19.8%) и слабо изостава по отношение на страните от ОИСР (20.9%).

3.2. Тенденции в потреблението на електроенергия

Общо потребление на електроенергия

Въпреки че в периода 1990-2015 г. общото потребление на енергия в ЕС намалява, **крайното потребление на електроенергия се увеличава от 2161 на 2741 ТВтч.** Положителен растеж е характерен и за наблюдаваните страни от Югоизточна Европа, но за България, Румъния и Унгария увеличението започва едва след преструктурирането на икономиките след 2000 г. Трите страни претърпяват спад в електропотреблението в различна степен, като най-голям е той в Румъния (с 20 ТВтч по-малко през 2000 г. при ниво от 54 ТВтч през 1990 г., което представлява близо 37% спад).

Фигура 1А.16. Крайно потребление на електроенергия в ЕС-28, България, Румъния, Унгария и Гърция, ТВтч, 1990-2015 г.



Източник: Евростат.

Финансово-икономическата криза се отразява върху електропотреблението в ЕС. През 2009 г. потреблението на електрическа енергия спада с 5.2% в ЕС, в Румъния – с 10.1%, а в Гърция и Унгария – с 3.4%, при спад с 6.3% в България. Следкризисното възстановяване на електропотреблението е неустойчиво, като в периода 2010-2012 г. расте бавно в диапазона около 1% средногодишно за ЕС, Румъния – 4.2%, Унгария – 1.8%, България – 1.3%, докато в Гърция във връзка с продължаващата криза потреблението спада с 1.7% годишно. През 2013 и 2014 г. консумираната електрическа енергия отново намалява в ЕС с 1.6% и започва да расте след 2014 г. **Тези тенденции обаче се повлияват не само от икономическата криза и нейните вторични ефекти върху икономиката и доходите, но и от мерките за енергийна ефективност в ЕС, което ги очертава като важни фактори за динамиката на електропотреблението.**⁴⁰

В България електропотреблението спада малко по-умерено в сравнение с Румъния в периода 1990-2000 г., където спадът е с 11 ТВтч или 31% от нивото през 1990 г. Унгария бележи спад в електропотреблението от 2 ТВтч за същия период спрямо 1990 г., което е под 7% от крайното потребление на електроенергия през 2000 г., и възстановява изцяло електропотреблението си като дори надминава нивото от 1990 г. с 15% в края на целия 25-годишен период до 2015 г. При Румъния и България годишното електропотребление през 2015 г. се равнява на приблизително 80% от нивото през 1990 г. Тенденциите в Гърция са различни, като електропотреблението следва стабилна тенденция към нарастване през всички 25 години без няколкото години непосредствено след икономическата криза от 2007 г., и през 2015 г. се равнява на 1.8 пъти потреблението на електрическа енергия през 1990 г.

Крайно електропотребление по сектори

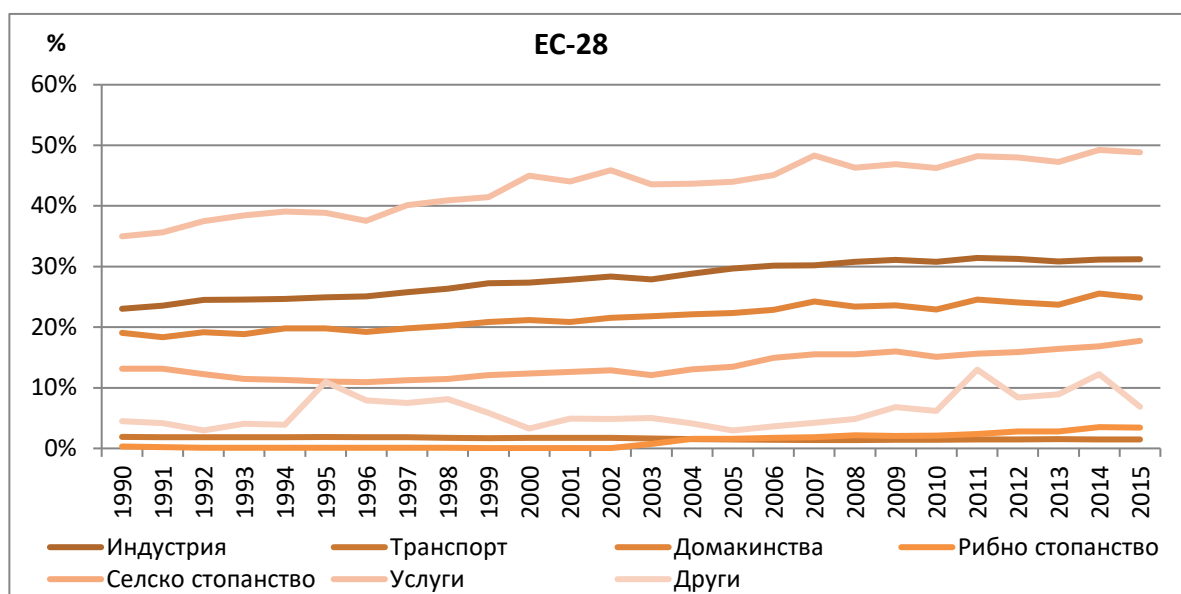
В ЕС структурата на крайното електропотребление по сектори е сравнително устойчива за целия изследван период. Най-значителен дял през 2015 г. с около 50% е сектор „Услуги“, който е нараснал плавно и устойчиво от 35% през 1990 г. Сектор „Домакинства“ покачва дела си по-бавно от индустрията и услугите, което е свързано с изместване на други видове горива. Забавянето се дължи и на мерките за енергийна ефективност в сградния фонд в ЕС. Дяловете на електропотреблението в сектор „Транспорт“ и аграрния сектор са сравнително ниски, но показват относителна устойчивост във времето.

До голяма степен тази структура на потреблението на електрическа енергия възпроизвежда структурата на икономиката, като най-електроинтензивен е секторът на индустрията.

Същевременно структурата на електропотреблението по сектори в България се различава от тази на ЕС главно по по-ниския дял на сектор „Индустрия“ в електропотреблението (31.5% при 36.7% средно за ЕС през 2014 г.), докато делът в структурата на БДС е относително по-голям (27% при 25% средно за ЕС през 2014 г.). Средният дял на сектор „Услуги“ в БДС на ЕС е 69%, докато в България той е 62%, но пък и делът му в КЕП е 14% за ЕС при 10% за България, като у нас секторът е малко по-силно електрифициран от средното равнище за ЕС при сходен дял на сектора в общото електропотребление – 28% за България и 30% за ЕС през 2014 г.

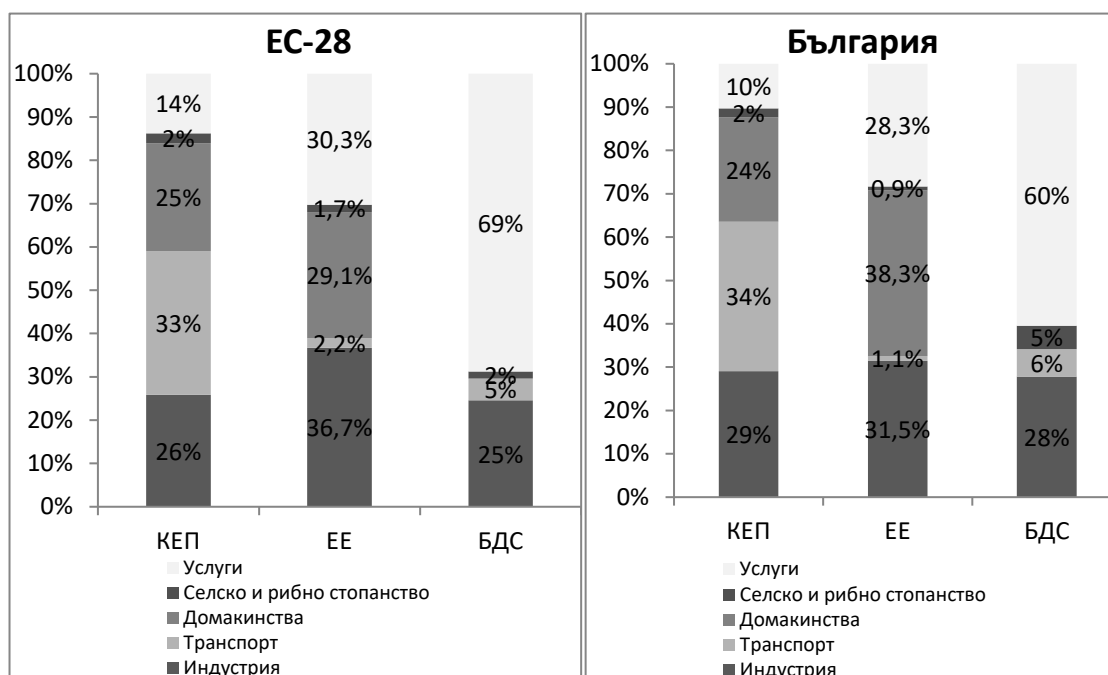
⁴⁰ REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL. Assessment of the progress made by Member States towards the national energy efficiency targets for 2020 and towards the implementation of the Energy Efficiency Directive 2012/27/EU as required by Article 24 (3) of Energy Efficiency Directive 2012/27/EU. European Commission. 2015.

Фигура IA.17. Дял на електрическата енергия в КЕП по сектори в ЕС-28, %, 1990-2015 г.



Източник: Евростат.

Фигура IA.18. Структура на КЕП, електропотребление и БДС по сектори, %, 2014

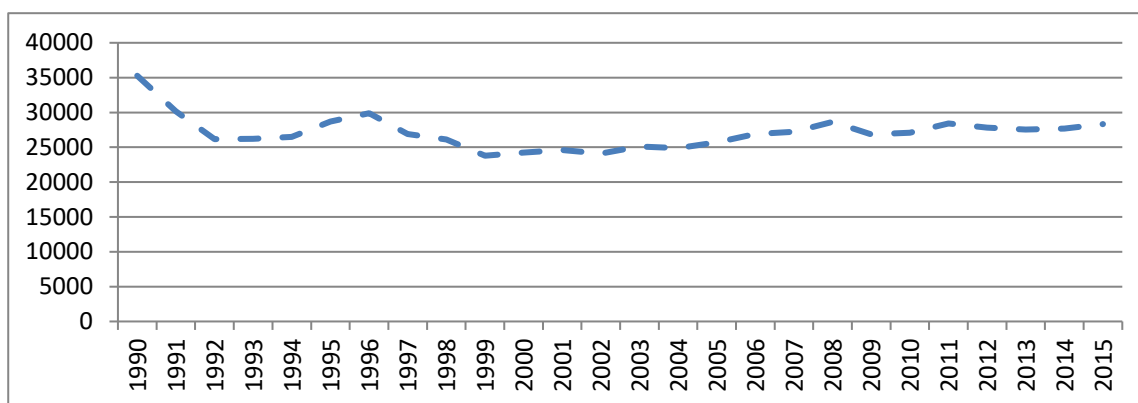


Източник: Евростат.

Нетното потребление на електрическа енергия в България е относително устойчиво и се колебае средно около 27 ТВтч годишно в периода 1991-2015 г. като проявява определена циклична зависимост от развитието на икономиката.. Тази циклична зависимост дава основания да се търси връзка с икономическото развитие при прогнозирането на електропотреблението в страната. През 1990 г. потреблението на електроенергия надхвърля 35.3 ТВтч годишно, след което започва постепенно да спада и до 2000 г. варира от 30.2 ТВтч през 1991 г. до 23.8 ТВтч през 1999 г.

Ускоряването на икономическия растеж в периода до 2008 г. се отразява и в увеличаване на потреблението на електрическа енергия, което нараства с 20.5% за 8-годишния интервал между 2000 и 2008 г., за да се задържи в рамките на 26.8 ТВтч през 2009 г. и 28.3 ТВтч през 2015 г. Като цяло в периода 2008-2015 г. потреблението на електрическа енергия е волатилно и се колебае около 27.8 ТВтч, което се дължи на намаляване на електропотреблението за небитови нужди поради свиване на икономическата активност в годините на кризата и бавното следкризидно възстановяване. Тази динамика може да се обясни и с процесите на реструктуриране на българската икономика в разглеждания период и постепенното намаляване на електроенергийната интензивност, което като процес е особено отчетливо до 2008 г.

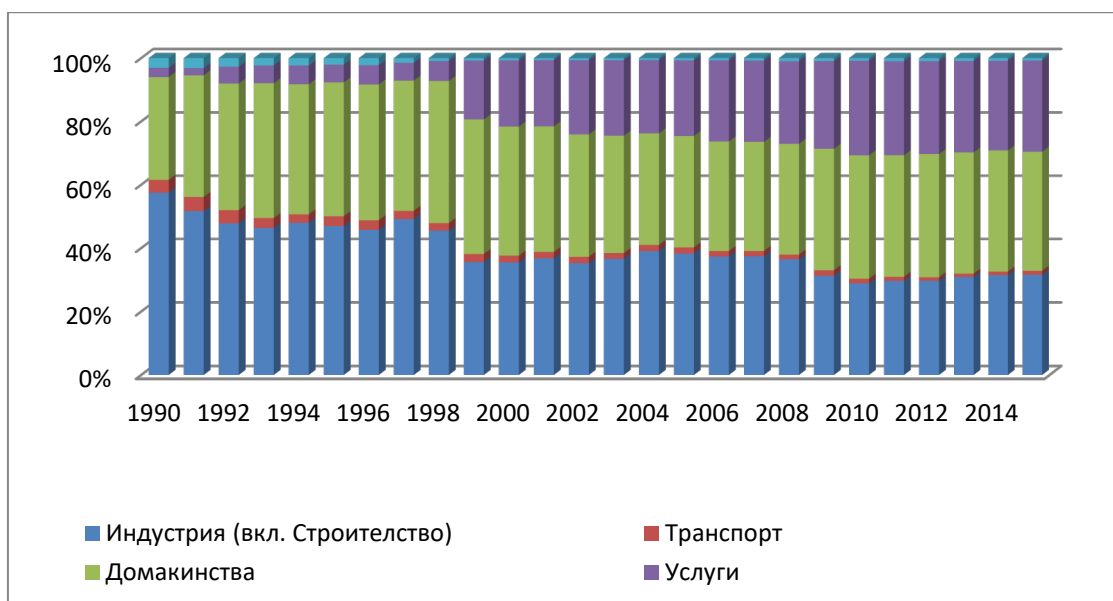
Фигура 1А.19. Потребление на електроенергия (ГВтч)



Източник: Евростат.

Структурата на електроенергийното потребление по групи потребители в България показва, че отчетеното по-ниско електропотребление е следствие от съкращаването му в индустриалните сектори на икономиката, транспорта и аграрния сектор, докато потреблението на електрическа енергия от домакинствата се запазва приблизително еднакво, а в сектора на услугите нараства.

Фигура 1А.20. Крайно електропотребление по групи потребители (ГВтч)

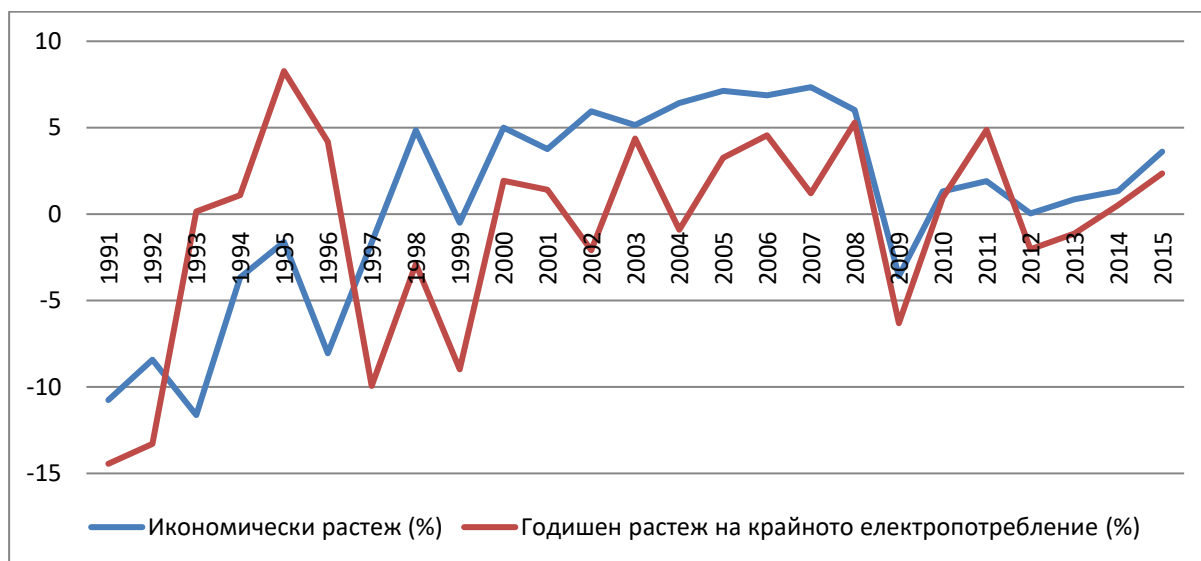


Източник: Евростат.

Високият темп на прираст на използването на електроенергия в сектор „Услуги” се дължи на базов ефект поради ниските стойности на електропотреблението – от 945.5 ГВтч през 1990 г. до 4.4 ТВтч през 1999 г., които съставляват 52% от потреблението на електроенергия от сектор „Индустрия” през 1999 г. при 5% през 1990 г. **Този процес е съпътстван и от изпреварващ растеж на brutната добавена стойност при услугите спрямо индустриалния сектор и показва пряката зависимост между равнищата на икономическата активност в страната и използването на електрическа енергия.**

Съпоставката между годишните темпове на изменение на вътрешното потребление на електрическа енергия и икономическия растеж определя вътрешното електропотребление като умерено проциклично при коефициент на корелация между двата показателя за периода 1990-2015 г. приблизително 0.5. Между 2000 и 2008 г. изменението на темповете на прираст и на двата индикатора са в една и съща посока, като **ускоряването на икономическия растеж в страната се съчетава и с постепенно нарастване на електроенергийното потребление** в интервала от 24.3 ТВтч през 2000 г. до 28.7 ТВтч през 2008 г. Електроенергийното потребление през този период нараства във всички сектори на икономическата активност – с 48% в сектора на услугите, 22% в индустрията и 17.5% в транспорта, докато при домакинствата реализираният прираст е само 1.7%. Тези данни демонстрират, че в годините до 2008 г. **потреблението на електрическа енергия е много по-волатилно в производствените сектори на икономиката, докато използването ѝ за битови нужди, независимо от фазата на бизнес цикъла, се отличава с относителна стабилност.**

Фигура IA.21. Годишно изменение на нетното потребление на електрическа енергия и икономически растеж в периода 1991-2015 г.



Източник: Световна банка.

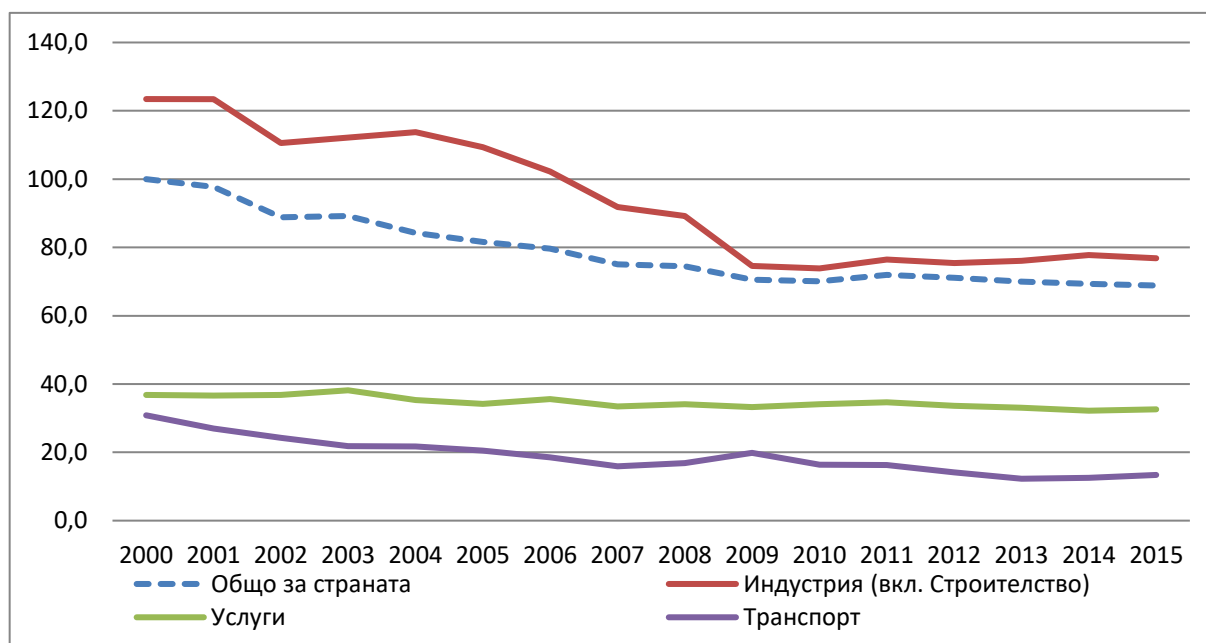
След началото на финансово-икономическата криза потреблението на електроенергия от домакинствата отбелязва средногодишен растеж от 0.8%, докато секторите на услугите и транспорта свиват електропотреблението, като кумулативно то намалява със 17% през 2015 г. спрямо 2008 г. Индустриалното потребление на електрическа енергия през този период намалява с 14%. Следкризисното възстановяване се характеризира и с възстановяване на електропотреблението, като след 2012 г. **продължава тенденцията към по-високи темпове на икономически растеж спрямо прираста на**

потреблението на електроенергия за индустриални цели и намаляваща електроенергийна интензивност на българската икономика.

Електропотребление в сектор „Индустрия”

Общата електроенергийна интензивност в българската икономика непрекъснато намалява в периода след 2000 г., като най-съществено нейно редуциране с приблизително 25% се наблюдава до 2008 г., което се дължи на изпреварващите темпове на икономически растеж (59% реален растеж на брутната добавена стойност) при 19% кумулативен растеж на общото електропотребление. Тези данни показват, че **периодът е използван за постигане на електроенергийна ефективност чрез намаляване на дела на потреблението на електричество при по-високо производство на промишления сектор.** След 2008 г. се наблюдава еднакъв темп на намаляване на електроенергийната интензивност със 7.6%, при растеж на брутната добавена стойност до 2015 г. със 7%, и спад на общото потребление на електрическа енергия с 1.2%. Съпоставката между прираста на брутната добавена стойност и потреблението на електрическа енергия показва, че **в периода на възходяща икономическа динамика между 2000 и 2008 г. 1 пр.п. нарастване на електропотреблението е свързан с 3 пр.п. реален растеж на брутната добавена стойност**, докато в кризисния период и след това намаляването на икономическата активност 8 пъти спрямо предшестващия период на икономически възход води до спад на потреблението на електрическа енергия.

Фигура 1А.22. Електроенергийна интензивност по сектори (съотношение на потребление на електроенергия и БДС по сектори)

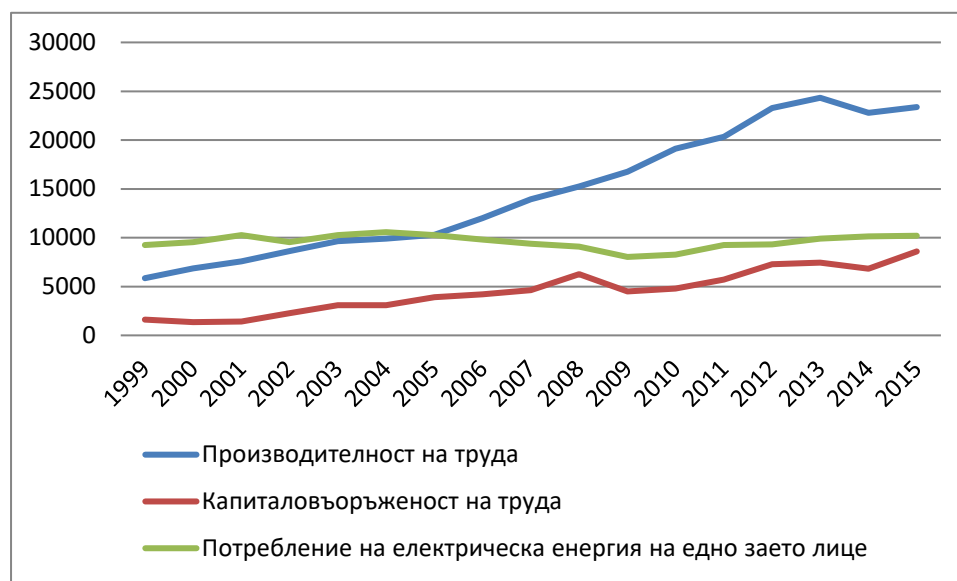


Източник: Евростат.

Сходна тенденция на развитие на общата електроенергийна интензивност следва и тази в сектор „Индустрия”, която намалява с 28% до 2008 г. и тогава почти се изравнява с общата електроинтензивност в икономиката, за разлика от която обаче в периода 2008-2015 г. регистрира кумулативен спад с 14%. **В годините преди световната финансова и икономическа криза 1999-2008 г. повишаването на брутната добавена стойност**

на сектора е 10 пъти по-голямо от регистрирания прираст на използване на електрическа енергия. Тези години и те могат да се определят като период на постигане на съществена електроенергийна ефективност на индустриалния сектор на българската икономика, пряко следствие от благоприятната икономическа среда. До 2008 г. се регистрира и непрекъснат растеж на производителността на труда в сектор „Индустрия”, съпроводен от постепенно увеличаване на капиталовъоръжеността на труда⁴¹ (, които позволяват многократно увеличаване на брутната добавена стойност на производството при използване на по-ефективни производствени технологии, свързани и с по-малко потребление на електрическа енергия.

Фигура 1А.23. Производителност на труда и капиталовъоръженост на труда в сектор „Индустрия” (лв. /зает) и Потребление на електрическа енергия в сектор „Индустрия” (КВтч/зает)



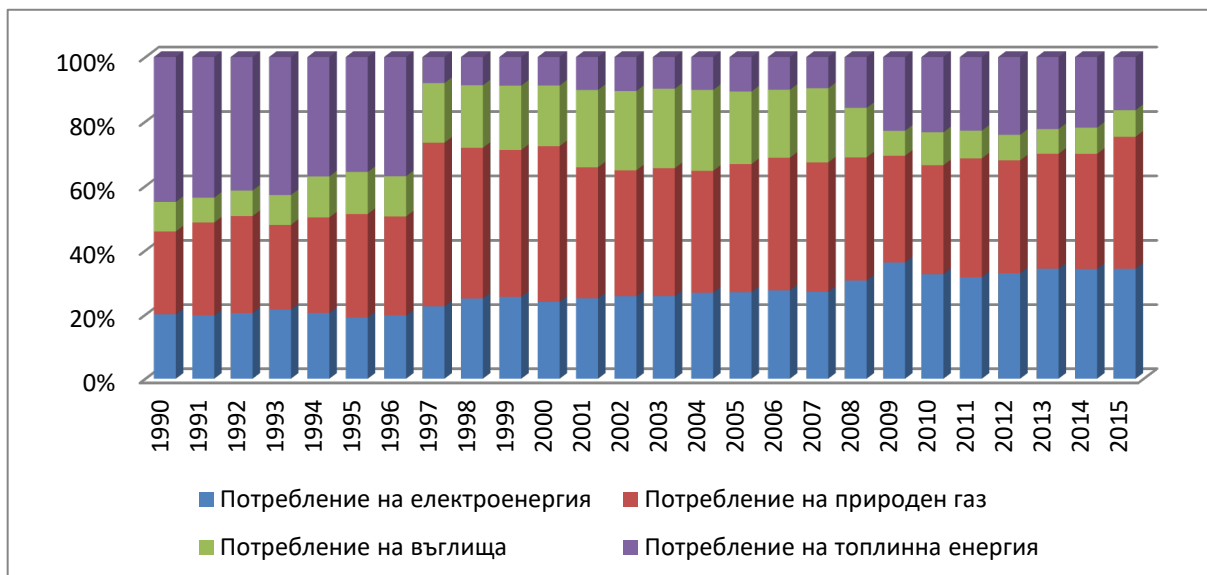
Източник: НСИ и Евростат.

В следващите години 2008-2015 г. електроенергийната интензивност на сектора продължава да намалява и достига най-ниска стойност през 2010 г., след което почти се запазва една и съща. За същия период потреблението на електрическа енергия спада с 14% и по абсолютна стойност от 8.9 ТВтч през 2015 г. се доближава до нивото от 9 ТВтч през 2001 г., а брутната добавена стойност нараства с 17% за 8-годишния период при нарастваща производителност на труда, което показва положителните ефекти от постигането на енергийна ефективност. За сравнение през 2007-2008 г., при висок растеж на икономиката, потреблението на електроенергия в индустрията почти не се изменя. При годишно потребление на електроенергия от 10 ТВтч в индустрията (колкото е в периода 2006-2008 г.) допълнителното ускоряване на икономическия растеж не би довело до нарастване на електроенергийната интензивност в индустрията, върху чиято динамика влияят и инвестициите в индустриално производство. В този смисъл трите показателя – брутна добавена стойност, производителност на труда и капиталовъоръженост на труда, могат да бъдат определени като базисни фактори, от които зависи потреблението на електрическа енергия за индустриални нужди.

⁴¹ Показателят се изчислява като съотношението на бруто образуването на основен капитал (инвестиции) на едно заето лице.

На фона на намаляващата електроенергийна интензивност на икономиката, е от значение да се установи дали понижаването на електроенергийната интензивност на индустрията не е за сметка на увеличаване на използването на други източници на енергия – природен газ, топлинна енергия или твърди горива, при което динамиката на тяхната цена може да оказва значение върху бъдещото потребление на електрическа енергия за индустриални нужди.

Фигура 1А.24. Потребление на енергия по източници в сектор „Индустрия“ (хил. т нефтен еквивалент)



Източник: Евростат.

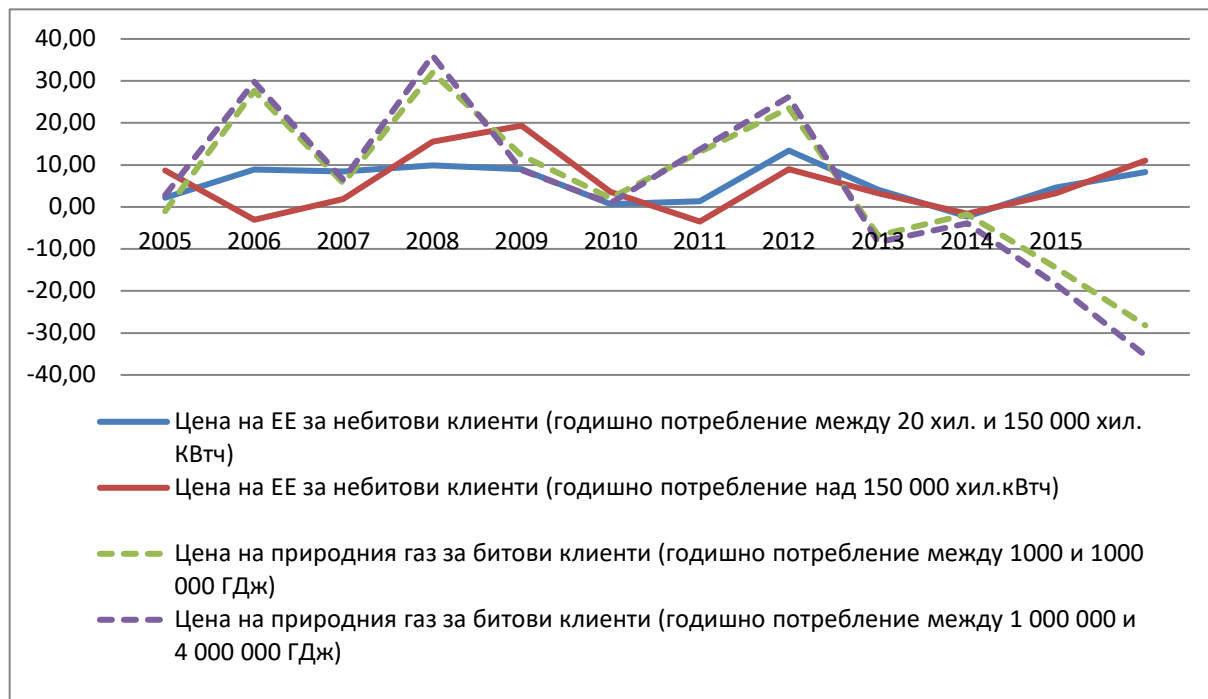
Структурата на енергийния микс в индустрията се доближава до общата тенденция в потреблението на енергия. До 2008 г. се наблюдава първоначално висок, а след това понисък и намаляващ дял на природния газ в енергийния микс на индустрията (между 51% през 1997 г. и 38% през 2008 г.) при относително постоянен дял на топлинната енергия, вариращ около 10%. **Делът на електрическата енергия постоянно нараства – от 23% през 1997 г. до 31% през 2015 г.**, докато тенденциите при потреблението на въглища са колебливи – делът в общото енергийно потребление на индустрията нараства до 25% през 2004 г. и спада до 15.4% през 2008 г. През последните години използването на природен газ в услугите бавно нараства и се колебае между 5 и 7% в периода 2008-2015 г., при нарастване на доминиращата роля на електрическата енергия и в услугите и транспорта.

Изведените процеси показват, че потреблението на енергия в индустрията е волатилно и зависимо от фазата на бизнес цикъла, но е налице и **ясна тенденция за основни източници на енергия да се използват електроенергията и природния газ при относително намаляване на природния газ и увеличаване на електрическата енергия.** Тези тенденции са отчетени при разработката на прогнозния модел за потреблението на електроенергия в България.

По отношение на цените на електроенергията и природния газ за небитови нужди, налице е известна противоположна ценова динамика. В периода 2005-2008 г. цените на електроенергията, изключващи най-високото годишно потребление за индустриални нужди, се отличават с определено стабилно равнище на нарастване под 10%, докато цените на природния газ за същия период регистрират много по-резки възходи и

спадове. До 2010 г. изменението на цените на електроенергията за ниско и най-високо годишно потребление също в известна степен се разминава, като след това се следва обща тенденция към повишаване на цените, със спад единствено през 2014 г.

Фигура 1А.25. Годишно изменение на цените на електрическата енергия и природния газ за небитови нужди (%)



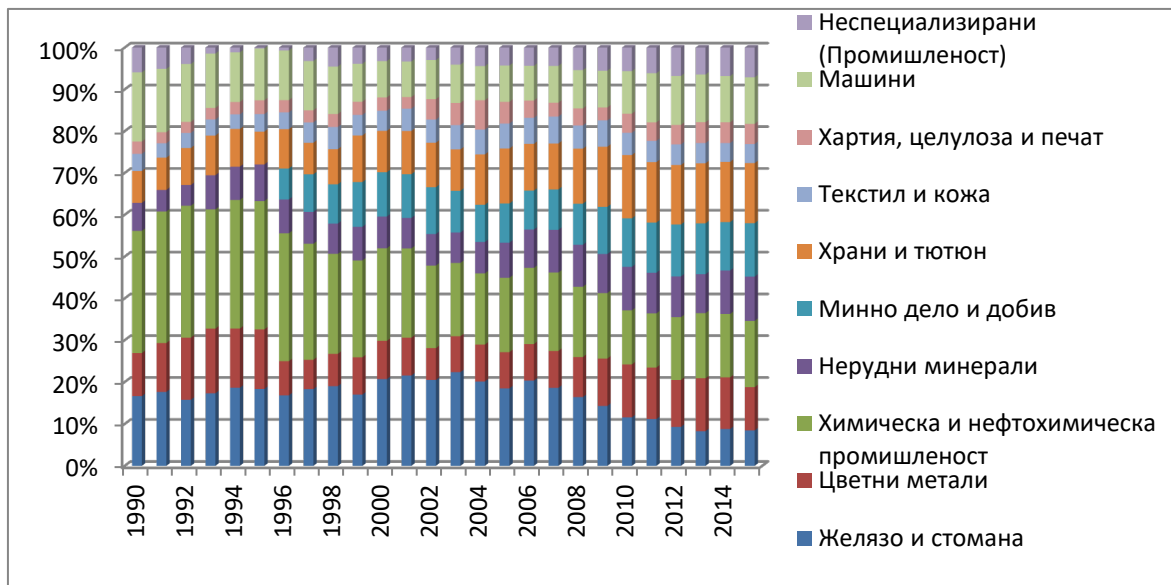
Източник: НСИ.

Обратно, цените на природния газ регистрират устойчив спад след 2012 г., който отново се колебае в широки граници. **Подобно ценово поведение на рязка промяна в цените и разнопосочни колебания в рамките на кратки периоди може да е причина за по-слабото използване на природния газ спрямо електрическата енергия в индустриалното производство.**

Индустриалните производства, отличаващи се с най-високо потребление на електрическа енергия, са „Химическа и нефтохимическа промишленост”, „Желязо и стомана” и „Цветни метали” с приблизително 50% от цялото електроенергийно потребление за периода 1990-2015 г. **В тези сектори бяха направени значителни инвестиции за подобряване на енергийната ефективност и достигане на международните стандарти в тази област, при което възможностите за намаляване на електропотреблението в бъдеще са ограничено.**⁴² Концентрирането на индустрията в подотрасли с висока енергоемкост определя до голяма степен все още високата електроенергийна интензивност на индустрията. Това е идентифицирано като фактор в модела на бъдещото потребление на електроенергия в сектор „Индустрия” в България.

⁴² Доклад на Българска асоциация на металургичната индустрия – Българската металургия през 2011 г.; Годишен доклад за развитието на минерално-суровинната индустрия на Българската минно-геоложка камара.

Фигура IA.26. Крайно електропотребление по икономически дейности на индустрията*



* Процент от общото електропотребление в индустрията по отрасли, заемащи над 5% от общото потребление на индустриална електроенергия.

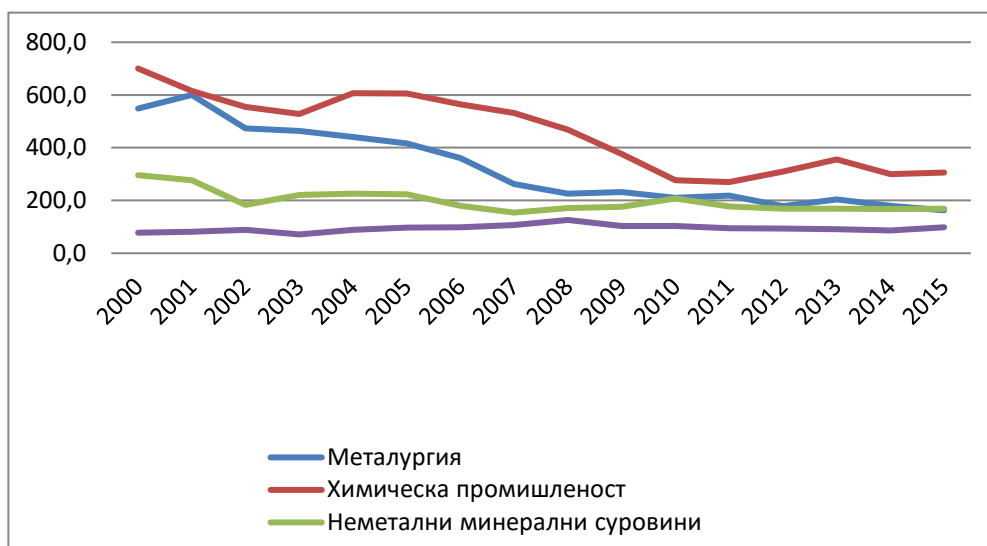
Източник: Евростат.

Химическата и нефтохимическата промишленост изразходват около 30% от цялото електропотребление до 1996 г., като след това дялът им намалява до 21% през 2000 г. и се запазва приблизително около 15% за целия период 2008-2015 г. Същевременно този вид промишленост се отличава и със силно намаляване на електроенергийната интензивност, но далеч надхвърляща средните ѝ равнища за индустрията – от 700 КВтч на 1000 лв. БВП през 2000 г. до 306 КВтч на 1000 лв. БВП през 2015 г. Това го очертава като ключово производство за потреблението на електроенергия за небитови нужди в страната.

На следващо място по използване на електроенергия е производството на желязо и стомана, което се отличава с по-рязко намаляване на консумирането на електрическа енергия през последните години спрямо химическата и нефтохимическата промишленост. Дялът на този вид производство в общото потребление на електроенергия се колебае около 16% в периода 1990-1999 г., след което нараства до 19% в годините до 2008 г. и намалява до 10% от общото електропотребление към 2015 г. Основен енергиен продукт за него до 2008 г. са въглищата (с дял от 40% от общото потребление на въглища за производствени цели), а след 2008 г. се наблюдава рязко свиване на потреблението на енергия и почти равномерно разпределение на потреблението на електрическа енергия и природен газ (8% от общото потребление на природен газ в периода 2008-2015 г. при 37% за периода 2000-2008 г.). В доклад на Българската асоциация на металургичната индустрия се коментира, че в годините на кризата използването на природен газ намалява от 27% в годините до 2009 г. до 11% през 2010 г. Като причини за спада на общото енергийно потребление в металургичните предприятия през периода 2000-2010 г. Асоциацията посочва направените инвестиции за модернизация на мощностите и внедрените нови технологии, което е довело и до повишаване на тяхната енергийна ефективност.

Другият важен потребител на електрическа енергия е хранително-вкусовата промишленост, която се отличава с относително еднакъв дял в общото потребление на електроенергия (около 11%) до 2008 г. и с нарастващ дял след това. Подобна тенденция се наблюдава и при потреблението на природен газ, което се повишава в последните години и възлиза на около 13% от общото потребление на газ при 6% в периода 2000-2008 г. Тези процеси се демонстрират и от нарастващата електроенергийна интензивност на хранително-вкусовата промишленост особено отчетливо през 2007-2008 г., когато е и нейният пик при стойности между 106 и 126 КВтч на 1000 лв БВП. Същевременно показателят показва определени колебания, но и запазва най-ниски стойности спрямо електроенергийната интензивност в останалите разгледани сектори. Тази динамика на потреблението на енергия в дейност „Храни и тютюн” се дължи на промяната на производствената структура в българската икономика и преориентирането на производството към леката промишленост и услугите, а също и на преобладаващия профил на малките и средни предприятия в това производство, които предполагат и по-ниски възможности за инвестиране и диверсифициране на източниците на енергия и изграждане на техническия капацитет за доставяне на енергия.

Фигура 1А.27. Електроенергийна интензивност по сектори на индустрията (КВтч/1000 лв. БВП)



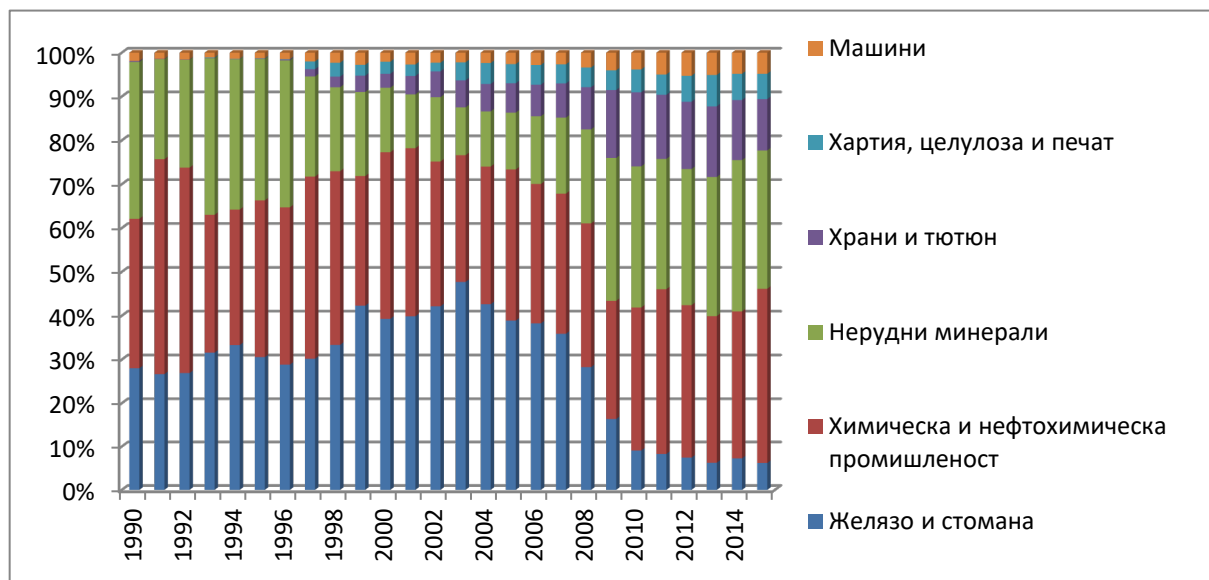
Източник: Евростат.

Подобно на динамиката на електропотреблението в хранително-вкусовата промишленост, производството на машини също се отличава през последните години с относително постоянен дял от общото електроенергийно потребление в индустрията, който в периода до 1999 г. се съкращава двойно (15% през 1990 г. и 9% през 1999 г.), след което варира около 8% до 2011 г., за да нарасне до приблизително 10% в годините до 2015 г. От друга страна, потреблението на газ за сектор „Машини” остава около 3% за целия разглеждан период, но секторът показва сигнали и за повишаване на използването на газ след 2011 г. до 4.5% от общото индустриално газово потребление.

Сред големите потребители на природен газ за производствени цели е сектор „Нерудни минерали”, който в годините до 1999 г. заема 23% от потреблението на природен газ, а след това в периода 2000-2008 г. спада до 14%, за да нарасне към 2015 г. до 28%. Развитието на сектора се отличава и с относително постоянно използване на

електрическа енергия и нейното нарастване особено след 2008 г., когато заема приблизително 9% от общото електроенергийно потребление в индустрията. През последните години потреблението на въглища в сектора също нараства, но изключително колебливо (54% от общото използване на въглища за промишлени цели през 2009 г. и 40% през 2015 г.), което показва, че природният газ и въглищата се очертават като основен енергиен източник при производството на нерудни минерали и развитието на сектора би оказало влияние и върху необходимостта от захранване с електроенергия при наблюдаваното му постоянно електропотребление.

Фигура 1А.28. Потребление на природен газ по сектори на индустрията*

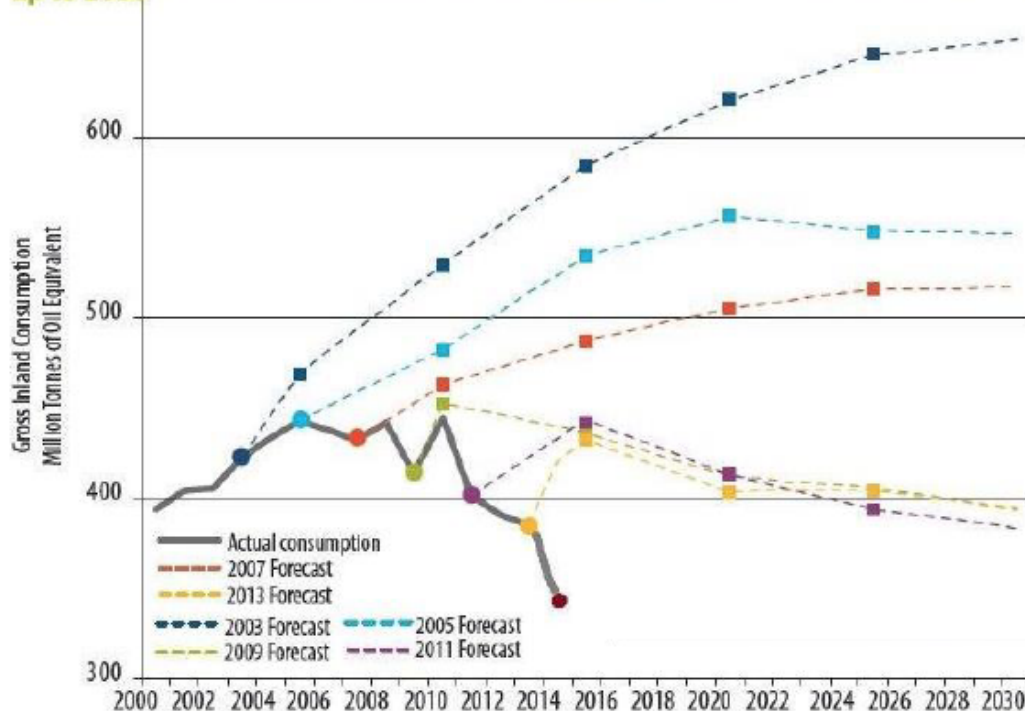


* Процент от общото потребление на природен газ в индустрията по отрасли, заемащи над 5% от общото потребление на природен газ.

Източник: Евростат.

Що се отнася до **ролята и перспективите за използването на природния газ в енергийния микс както на национално, така и на общоевропейско равнище, те са били необосновано оптимистични.** Реалното потребление на природен газ в ЕС е 388 млн. т.н.е. за 2015 г., докато прогнозата на ЕК от 2003 г. е за 585 млн. т.н.е., за 2005 г. – 510 млн. т.н.е., за 2007 г. – 487 млн. т.н.е. и за 2009 г. – 457 млн. т.н.е. Потреблението на природен газ в ЕС е силно волатилно и както посочва Европейската сметна палата през 2015 г., тази несигурност се отразява в последните прогнози за неговото по-слабо нарастване.

Gas consumption in EU-27 2000-2013 shown alongside the Commission forecasts up to 2030



Note: All forecasts are for EU-27 consumption at 5-year intervals (2005, 2010, 2015, etc.). The latest figures available from Eurostat for actual gas consumption are for 2013.

Source: European Court of Auditors, based on Eurostat and European Commission biannual energy forecasts published between 2003 and 2013.

Близко до дела от общото електроенергийно потребление в индустрията на „Нерудни минерали“ е използването на електрическа енергия от минното дело и добива, което постепенно нараства и в периода 1999-2002 г. заема около 10% от общото индустриално използване на електрическа енергия. С известни колебания между 2003 и 2009 г., след 2010 г. делът на минното дело и добива надхвърля 11% от общото промишлено потребление на електроенергия и се нарежда сред секторите, които разчитат основно на електрическа енергия и чието развитие е възможно да оказва влияние върху общото ѝ потребление в индустрията.

Направеният анализ показва, че **при тенденции за разрастване на сектор „Индустрия“ това ще доведе и до нарастване на потреблението на електрическа енергия.** Очакванията за нарастване на потреблението на електроенергия са в синхрон и с политиката на ЕС за подкрепа на реиндустриализацията и единната стратегия за развитие на промишлеността в съответствие с целите на „Европа 2020“. След негативното въздействие на световната икономическа и финансова криза върху промишленото производство и намаляващия относителен дял на преработващата промишленост в БВП на ЕС, ЕК призовава за засилване на ролята на реалната икономика и възстановяване и развитие на индустрията на технологична основа. Общата цел на ЕС е увеличаване на приноса на преработващата промишленост до 20% от БВП до 2020 г.⁴³ Така, успоредно с мерките за енергийна ефективност, се предполага

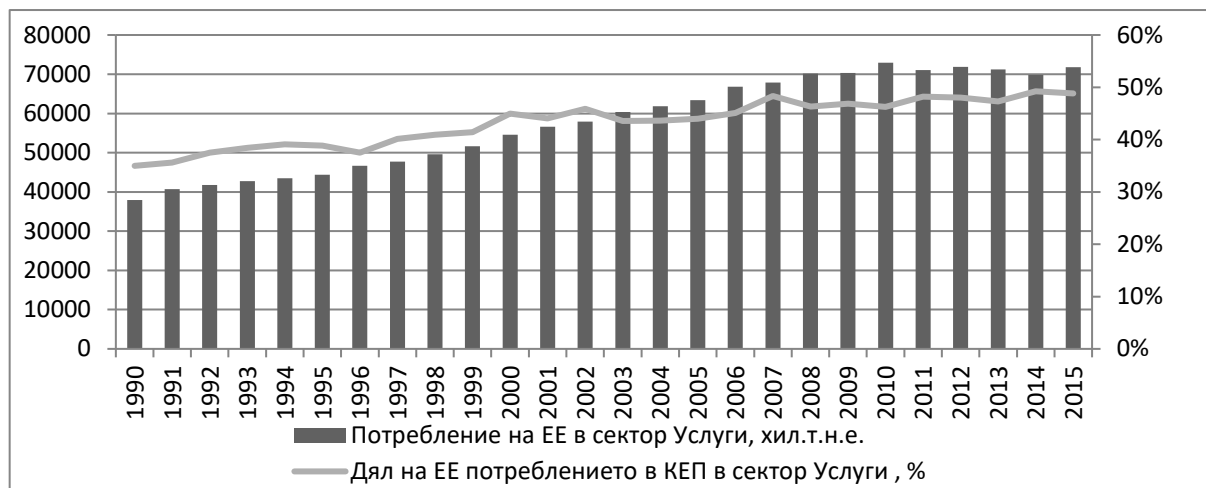
⁴³ Съобщение на Комисията до Европейския парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и Комитета на регионите „Интегрирана индустриална политика за ерата на глобализацията. Извеждане на преден план на конкурентоспособността и устойчивото развитие от 28.10.2010 г.“ Съобщение на Комисията до Европейския Парламент, Съвета, Европейския икономически и социален

и повишено потребление на електрическа енергия за разширяване на индустрията, при която данните за електроенергийната интензивност показват значително подобряване при най-енергоинтензивните отрасли, най-вече в химическата и металургичната промишленост, докато при хранително-вкусовата промишленост и нерудните минерални суровини има възможност за подобряването ѝ. Индикатор за постигнато устойчиво ниво на енергийна интензивност с посочените отрасли е високият дял на износа, което се осъществява в условията на висока конкуренция.

Електропотребление в сектор „Услуги“

Тенденциите в ЕС по отношение на електропотреблението в сектор „Услуги“ показват увеличение от близо 90% (от 37.9 млн. т.н.е. през 1990 г. до над 71.6 млн. т.н.е. през 2015 г.),. За същия период електропотреблението в този сектор в Румъния е нараснало с 85.4% спрямо 1990 г. (до 723 хил. т.н.е. през 2015 г.), с 43% в Унгария (до 683 хил. т.н.е.), с 219% в Гърция (до 1 541 хил.т.н.е.) и с 762% в България (до 702 хил. т.н.е.). Делът на електропотреблението от общото КЕП в сектор „Услуги“ е и най-висок в България през 2015 г. (70%).

Фигура 1А.29. Потребление на електроенергия в сектор „Услуги“ в ЕС-28, 1990-2015



Източник: Евростат.

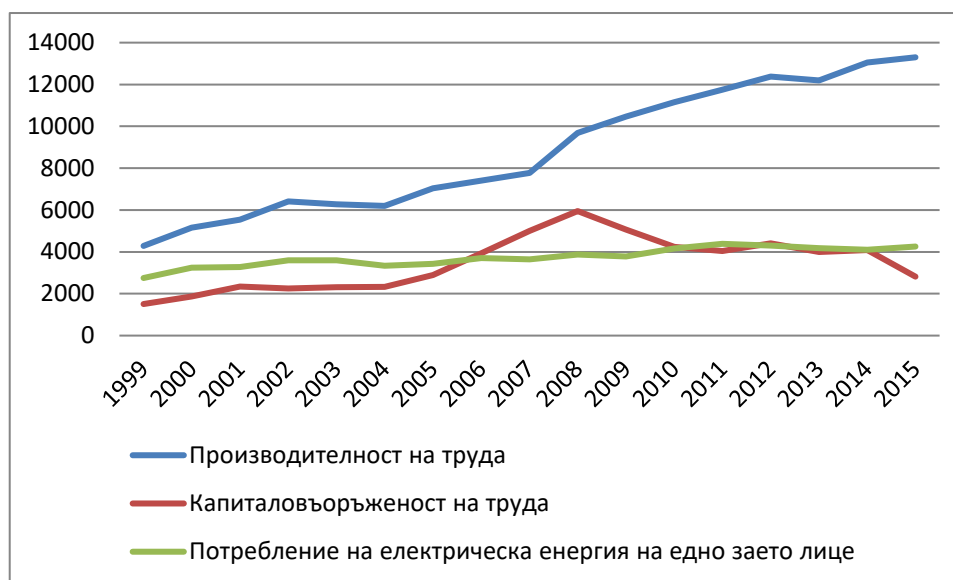
В България прирастът на потреблението на електрическа енергия в сектор „Услуги“, който се характеризира с висока степен на електрификация, е 6% годишно в периода 2000-2010 г., а след 2008 г. се ускорява до 7% годишно. Докато електроенергийната интензивност в сектор „Индустрия“ намалява, в сектор „Услуги“ темповете на спад са много по-ниски и тя се запазва на приблизително еднакво равнище.

В сектора на услугите електроенергийната интензивност варира между 37 КВтч на 1000 лв. БВП през 2000 г. и 34 КВтч на 1000 лв. БВП през 2008 г., като след 2009 г. е между 33 КВтч на 1000 лв. БВП и 35 КВтч на 1000 лв. БВП. Използваната електроенергия в сектора непрекъснато нараства, което като тенденция е характерно и за брутната

комитет и комитета на регионите „По-силна европейска промишленост за растеж и възстановяване на икономиката“, от 10.10.2012 г. Съобщение на Комисията до Европейския Парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и комитета на регионит „За възраждане на европейската промишленост“ от 22.01.2014 г.

добавена стойност. В периода 2000-2008 г. брутната добавена стойност се повишава с 59% при растеж на електропотреблението от 48%, а в годините 2008-2015 г. растежът на електропотреблението е 9% при реален растеж на брутната добавена стойност от 15%. **Електропотреблението в услугите, подобно на това на домакинствата, се запазва относително устойчиво спрямо фазата на бизнес цикъла и средно 1.4 пр.п. ускоряване на икономическата активност се отразява в средно нарастване с 1 пр. п. на потреблението на електроенергия в сектора на услугите за периода 2000-2015 г. без съществен ефект от колебанията в икономическото развитие.** Частично тази ниска зависимост от икономическата динамика в сферата на услугите се дължи на съществено изоставащата капиталовъоръженост на труда спрямо неговата производителност, която показва особено нарастване именно в периода след 2008 г. като след 2005 г. темпът на нарастване на брутната добавена стойност изпреварва прираста на заетите лица в сектора. Този фактор е отразен в модела на прогнозното електропотребление на сектора.

Фигура 1А.30. Производителност на труда и капиталовъоръженост на труда в сектор „Услуги“ (лв./зает) и Потребление на електрическа енергия в сектор „Услуги“ (КВтч/зает)

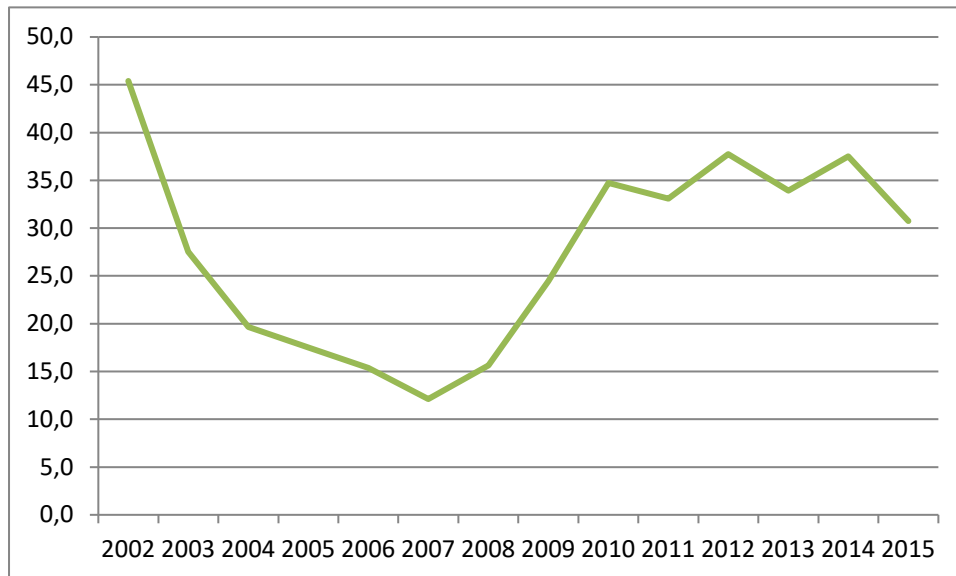


Източник: НСИ и Евростат.

Инвестиционната динамика при услугите в голяма степен зависи от състоянието на общата икономическа среда и нараства в години на икономически възход и се свива в кризисния и следкризисния период. **Ниските инвестиции в сектора на услугите не позволяват съществено редуциране на електроенергийната интензивност**, която в сравнение с тази в индустрията е двойно по-ниска поради специфичната структура на българската индустрия. Към 2015 г. електроенергийната интензивност в услугите е 20 КВтч на 1000 лв. БВП при 44 КВтч на 1000 лв. БВП средно за индустрията като потреблението на електроенергия е почти изравнено (8.9 ТВтч в индустрията и 8.2 ТВтч в услугите), а брутната добавена стойност в промишления сектор е два пъти по-ниска (20.5 млрд. лв при 42.3 млрд. лв по съпоставими цени на предходната година). Следва да се има предвид обаче, че същественото нарастване на брутната добавена стойност в сектора при запазване на текущото ниско ниво на инвестиране в него би довело до допълнително увеличаване на потреблението на електрическа енергия, пряко следствие от повишаването на значението на сектора в съвременната икономика и

възможностите за по-висока възвращаемост. Фактор в тази насока е и силно волатилното потребление на електроенергия спрямо полезната площ на административните и други сгради, което въпреки че показва тенденция на спад особено до 2007 г., се отличава и със съществени колебания най-вече поради резките промени в полезната площ на този тип сгради. Сериозните покачвания и спадове на показателя през 2012 и 2014 г. се дължат на намаляване на квадратурата съответно с 20 и 11%, последвано от нарастване с приблизително същите стойности през 2013 и 2015 г.

Фигура 1А.31. Потребление на електроенергия на квадратен метър полезна площ на административни и други сгради (КВч/1 кв. м.)



Източник: НСИ и Евростат.

Проследяването на тенденциите през последните 25 години в услугите показва устойчиво нарастване на електропотреблението, като се очаква тази тенденция да продължава в съответствие и с изведените процеси на общоевропейско ниво в сектора.

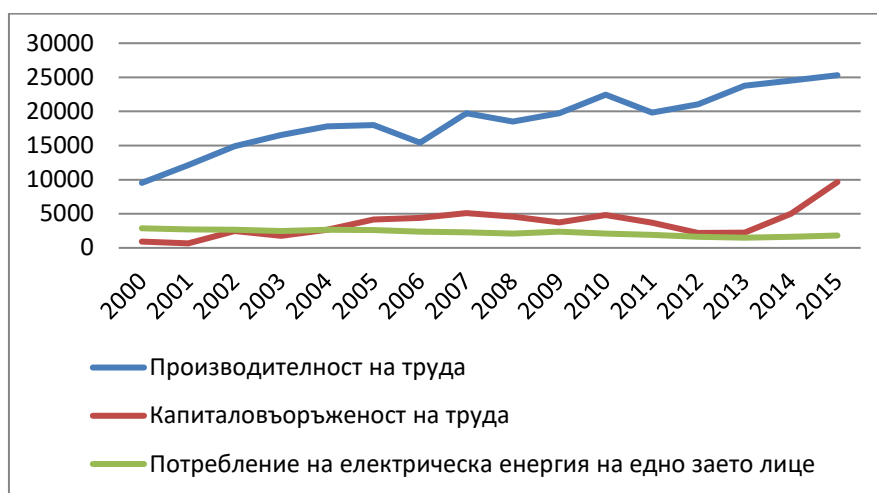
Електропотребление в сектор „Транспорт“

В периода 2000-2008 г. електроенергийната интензивност на транспорта в България се съкращава с 45% при намаляване на електропотреблението с 18% и реален растеж на брутната добавена стойност в сектора от 50%. Причини за този спад може да се търсят в увеличеното потребление на алтернативни горива, както и в частично намаления брой пътнически превози и ограничена дейност на градския електротранспорт в градовете извън София. През 2014 г. количеството на потребените за транспорт пропан-бутанови смеси е 433 хил. т.н.е. и в сравнение с 2000 г. нараства приблизително 1.8 пъти. За периода 2010-2014 г. потреблението на биодизел нараства 8.7 пъти. Употребата на

дизелови горива в автомобилния транспорт нараства от 721 хил. т.н.е. през 2000 г. до 1572 хил. т.н.е. през 2014 г., т.е. над 2 пъти.⁴⁴

Анализът на електропотреблението в сектора на транспорта показва, че **при възходяща икономическа динамика, 2.8 пр.п. прираст на брунтата добавена стойност водят до 1 пр.п. прираст на електроенергийното потребление в транспорта.** През този период се отчита и повишаване на производителността на труда в сектора при ускоряващ се растеж на брутообразуването на основен капитал, което започва от ниски стойности, но през 2007 г. почти се изравнява с инвестициите на 1 заето лице в сектора на услугите, като броят на заетите лица остава относително постоянен и варира между 180 700 души през 2000 г. и 206 200 души през 2015 г.

Фигура 1А.32. Производителност на труда и капиталовъоръженост на труда в сектор „Транспорт“ (лв. /зает) и Потребление на електрическа енергия в сектор „Транспорт“ (КВтч/зает)

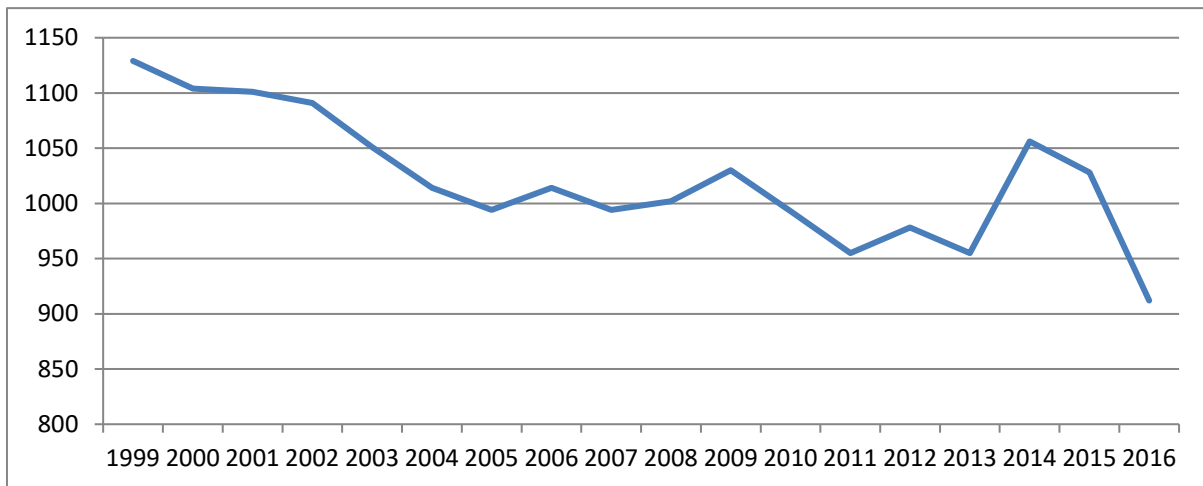


Източник: НСИ и Евростат.

След 2008 г. намаляването на електроенергийната интензивност на сектора продължава, но при забавени темпове като това редуциране се свързва преди всичко с по-ниското потребление на електрическа енергия (кумулятивен спад със 17% до 2015 г.) при 4.5% кумулативен растеж на брунтата добавена стойност в периода 2008-2015 г. С известни колебания, капиталовъоръжеността на труда в сектора започва да нараства особено осезаемо след 2013 г., което се отразява и в по-висока производителност на труда. Към 2015 г. инвестициите на 1 заето лице в сектора на транспорта са 3 пъти по-високи (9653.57 лв. на един зает при 4990.29 лв. през 2014 г. и 2256.67 лв. през 2013 г.) в сравнение с услугите (3621.33 лв. на един зает през 2015 г.) и почти се изравняват с капиталовъоръжеността на труда в индустриалния сектор (10914.26 лв. през 2015 г.). Този съществен прираст на инвестициите в сектора е технологично мотивиран от развитието на електроавтобусния и транспорта с електрически локомотиви и все по-високите изисквания за опазване на околната среда. Данните за броя на тролейбусите и трамваите в страната показват, че те, с известни колебания, устойчиво намаляват до 2013 г., като през 2014 г. достигат броя си от 2003 г. (приблизително 1050), а през 2016 г. отбелязват най-ниската си стойност за целия разглеждан период (912 броя).

⁴⁴ Стратегия за развитие на железопътния транспорт в Р България и план за оздравяване и развитие на групата на „Холдинг БДЖ“ ЕАД за периода 2015-2022 г., Министерство на транспорта, информационните технологии и съобщенията, 2015 г.

Фигура IA.33. Брой тролей и трамваи в страната

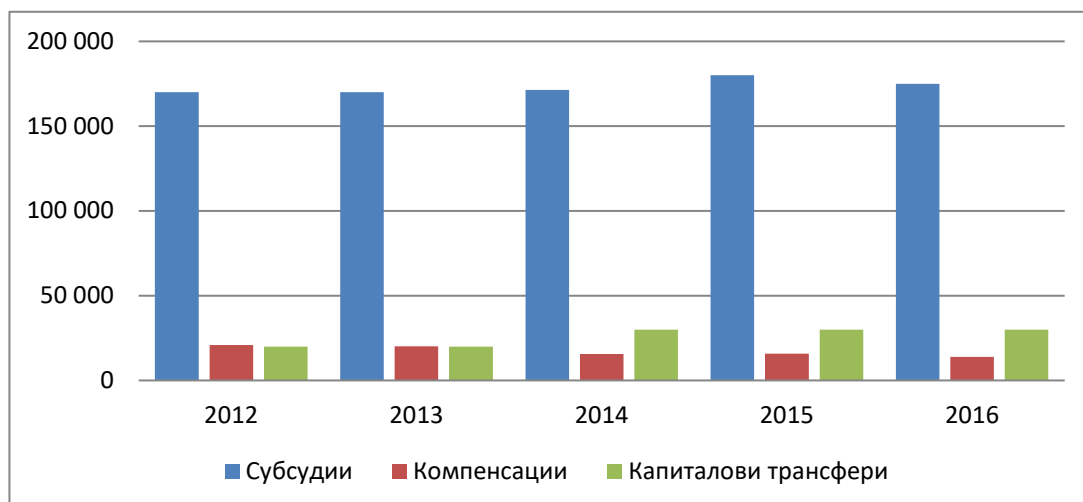


Източник: НСИ.

Тенденцията на намаление на броя на трамваите и тролейбусите в столицата е свързана с разширяване на метро-мрежата, докато в големите градове тролейбусният транспорт беше изместен от автобуси с по-малка вместимост (в т. ч. с екологично гориво) при по-голяма честота на трафика по линиите.

Същевременно обаче делът на електрифицираните линии в страната непрекъснато нараства след 1990 г., като достига най-високите си стойности от 52% след 2013 г. (при 40% през 1990 г., 42% през 2000 г. и 48% през 2008 г.), когато започва и значително повишаване на инвестициите в сектора. В тази насока трябва да се отчете непрекъснатото нарастване на субсидиите за БДЖ, особено след 2008 г., които през 2013-2015 г. са около 170-180 млн. лв. Тези процеси в развитието на влаковия транспорт показват, че потреблението на електрическа енергия в него има потенциал за растеж при високи инвестиции и продължаващо правителствено субсидиране, което от части може да е причина и за високата капиталовъоръженост на 1 зает в сектора.

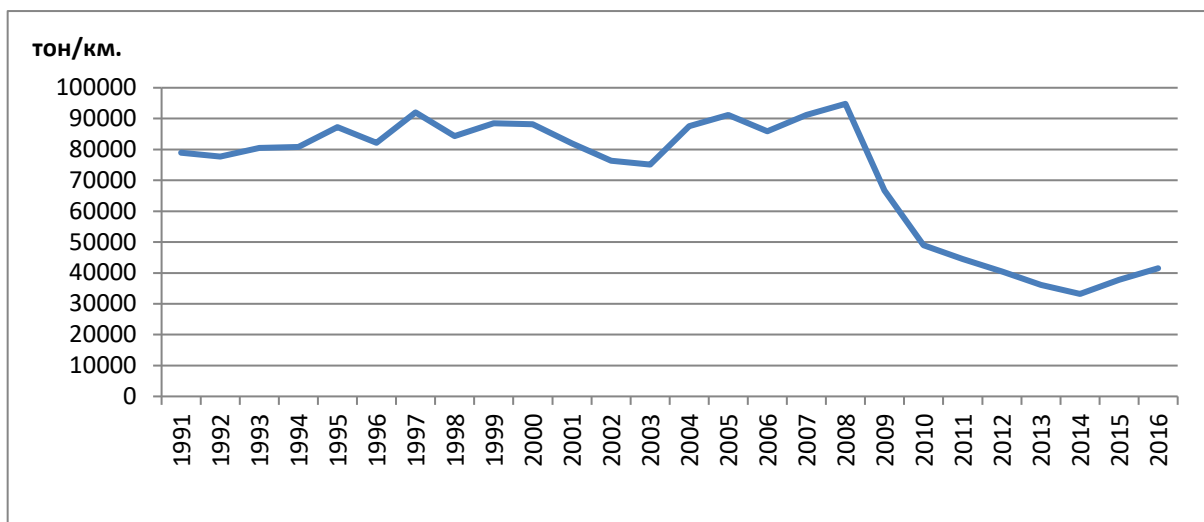
Фигура IA.34. Структура на субсидиите за БДЖ (хил. лв.)



Източник: Министерство на транспорта.

Нарастващият потенциал за растеж на електротранспорта е свързан и с редица директиви на ЕС и общата транспортна политика на ЕС.⁴⁵ В Бяла книга от 2011 г., която е в съответствие с целите на Европа 2020 за намаляване на емисиите в транспорта, една от трите общи цели е намаляване на дела на петролната зависимост в транспортния сектор. Другата цел е намаляване на емисиите на парникови газове в транспорта до 2050 г. с 60% спрямо 1990 г. В съответствие с десетте специфични цели на пътната карта до 2050 г. се насърчава електротранспорта, както и намаляване с 50% до 2030 г. на автомобилите, задвижвани с конвенционални горива, и изграждане на свободна от въглероден диоксид градска среда до 2030 г. При междуградските превози в Пътната карта се предвижда намаляване на автомобилния транспорт, като 50% от превозите да се извършват с железопътен и воден транспорт, до 2030 г. – 30% от пътните товарни превози над 300 км да се извършват с жп или воден транспорт, а до 2050 г. – над 50%. Същевременно обаче товарната превозна дейност отбелязва съществен спад след 2008 г. като следствие от свиването на икономическата дейност, който се преодолява частично през 2014 г., но все още е далеч под равнището преди икономическата и финансовата криза. Тази динамика е валидна и за товарните превози в жп транспорта, които след първоначалния спад от 10% през 2008 г. и 33% през 2009 г. в годините след това отбелязват много нисък растеж от средно 2% годишно до 2016 г. В тази връзка, при увеличаване на икономическата активност Министерството на транспорта прогнозира увеличаване на вътрешните товарни превози до 2022 г. с 20% спрямо 2015 г. и с 30% на международните товарни превози.

Фигура 1А.35. Товарна превозна дейност

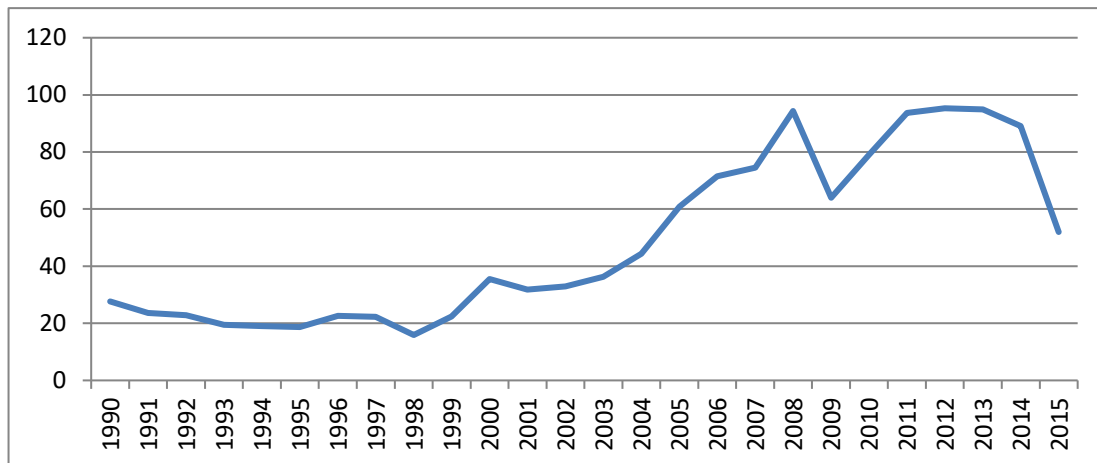


Източник: НСИ.

Друг специфичен фактор, който влияе върху процеса на електрификация на транспортния сектор, е динамиката на цените на петрола, които след 2008 г. отбелязват висок растеж, съчетан през 2009 и 2015 г. и с резки спадове. Като цяло все още **масовият транспорт е предимно свързан с използването на петрол, и от развитието на електрическите превозни средства ще зависи и степента на заместване на петрола като енергиен източник с електричество.**

⁴⁵ Пътна карта за постигане на единно европейско транспортно пространство – към Конкурентноспособна транспортна система с ефективно използване на ресурсите.

Фигура IA.36. Средна цена на суров петрол (долар на барел)



Източник: Световна банка.

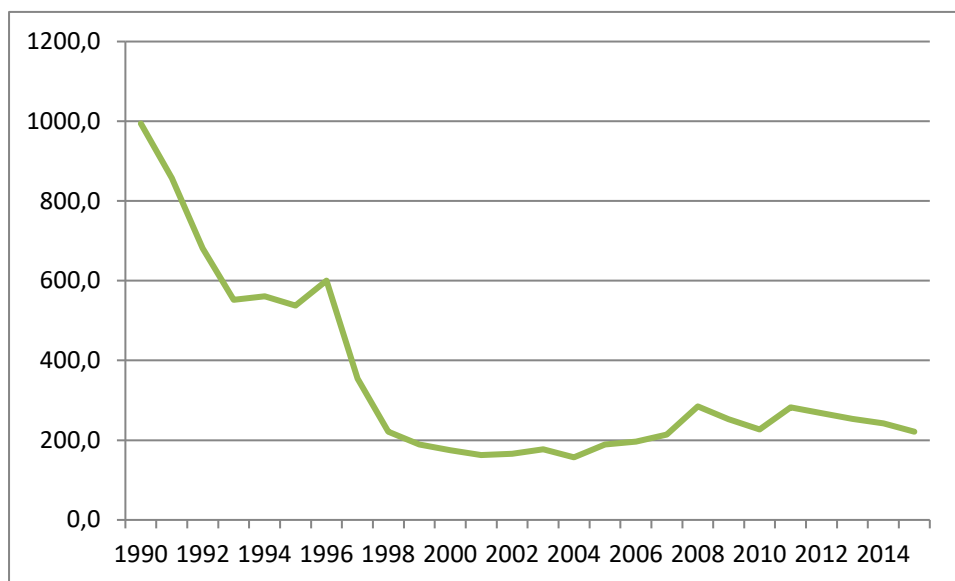
Към момента броят на електрически и хибридни автомобили е много нисък – от 586 през 2013 г. нараства на 1535 през 2015 г. (по данни на МВР), като към 2016 г. само с електрически двигател са 183 леки автомобили, 43 товарни и 2 автобуса, а с хибриден двигател са 1748 броя леки автомобили и 358 броя товарни автомобили. Въпреки високите темпове на растеж на използването на този вид превозни средства, техният абсолютен брой все още е ограничен, включително заради ограничения им пробег до 120-160 км, а тъй като техният дял е под 10% от автопарка, не се изисква и значително увеличаване на електрическата инфраструктура за производство и доставка.

Анализът на потреблението на електрическа енергия в транспорта през последните 25 години показва силна зависимост от регулаторни изисквания на европейско равнище и финансова подкрепа в посока към увеличаване на електротранспорта, и това се отчита в модела за бъдещо електропотребление в сектора.

Електропотребление в сектор „Селско, горско и рибно 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 значението на сектора в структурата на българската икономика при относително запазване на ниска брутна добавена стойност след 2000 г. и брой на заетите около 700 хил. души при тенденция към намаляването им (650 хил. души през 2015 г.). На равнище ЕС потреблението на електрическа енергия в агростопанството също намалява и се стабилизира около ниски равнища на електроенергийна интензивност.

Фигура IA.37. Крайно електропотребление в България , сектор „Селско, горско и рибно стопанство”(ГВтч)



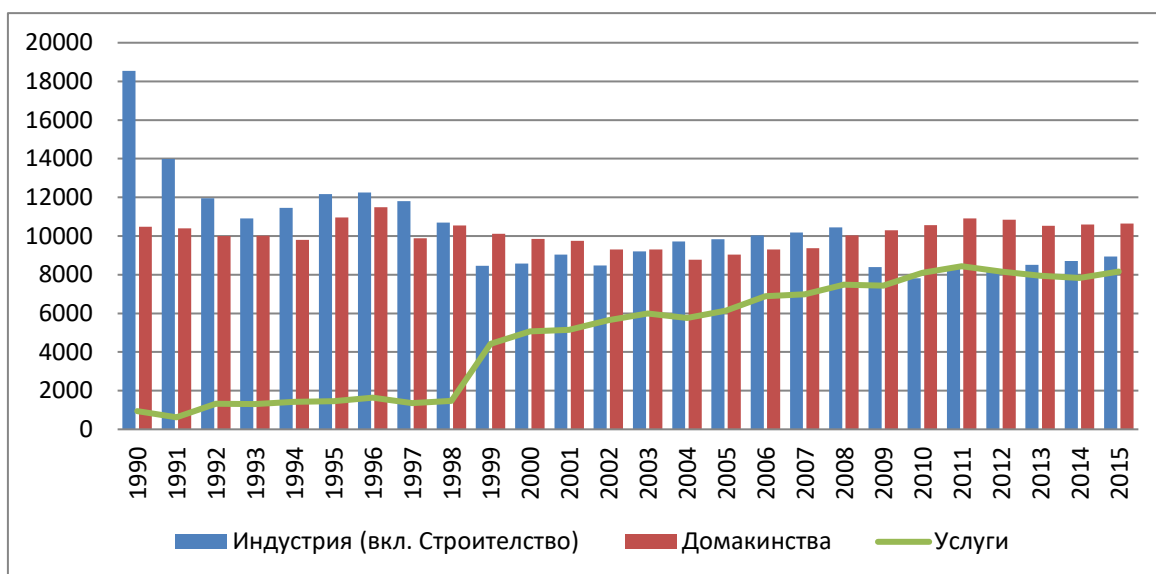
Източник: Евростат.

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. Няколко тенденции в развитието на аграрния сектор биха увеличили потреблението на електрическа енергия – разширяване на зеленчукопроизводството и особено оранжерийното производство, както и въвеждането на автоматизирано напояване.

Анализ на електропотреблението на домакинствата

Потреблението на електрическа енергия на домакинствата в България показва известна устойчивост, включително в периода на световната финансова и икономическа криза. В периода 1990-1993 г. то варира около 10 ТВтч, каквато е стойността му и през 2008 г., след което нараства с бавни темпове до 10.64 ТВтч през 2015 г. След известни колебания до 1999 г., в периода 2000-2007 г. използването на електроенергия за битови нужди е около 9.3 ТВтч.

Фигура IA.38. Потребление на електрическа енергия от домакинствата (ГВтч)

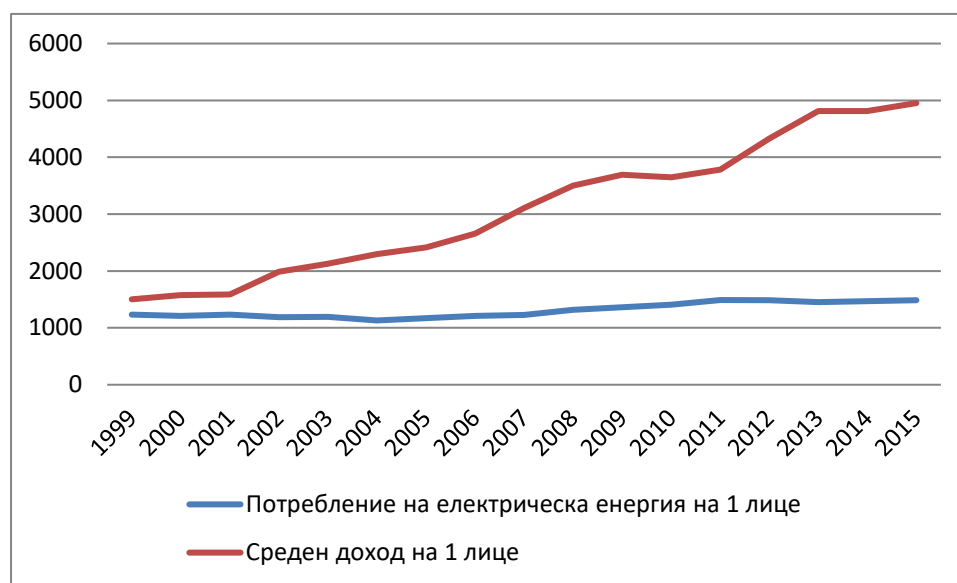


Източник: Евростат.

Сравнението с потреблението на електрическа енергия в сектор „Индустрия”, най-вече между 1999 и 2003 г. и с известни колебания до 2008 г., а особено осезаемо след това, показва, че използването на електроенергия от домакинствата превишава нейното потребление за индустриални цели. Така динамиката на домакинското електропотребление в страната може да се опише в рамките на три периода:

- 1990-1999 г. – средният обем на битовото електропотребление е 10.4 ТВтч, като през 1996 г. надхвърля 11.5 ТВтч. Този период се характеризира с резки колебания на доходите в страната, намаляване на населението (-6% средногодишен отрицателен прираст) и почти изравнена консумация на топлинна енергия и въглища от домакинствата. Към 2000 г. електропотреблението на домакинствата започва да изпреварва използването на електрическа енергия за индустриални цели, което доминира преди това.
- 2000-2008 г. – наблюдава се спад на потреблението на електрическа енергия от домакинствата при средна стойност от 9.4 ТВтч и нееднозначна тенденция спрямо потреблението на електрическа енергия в сектор „Индустрия”, което до 2003 г. продължава да бъде по-ниско, а след това превишава използването на електричество за битови нужди. Намаляването на населението за осемте години, които се разглеждат, е отново с около 500 000 души, колкото и между 1990 и 1999 г., но е налице нарастване на общия доход на 1 лице със 76% при съществено свиване на потреблението на въглища и относително запазване на дела на топлинната енергия в енергийния микс на домакинствата.
- след 2008 г. – потреблението на електрическа енергия от домакинствата трайно надвишава използването ѝ за небитови нужди. Тези процеси са на фона на относително по-нисък растеж на доходите на домакинствата (средногодишно от 5% за 2008-2015) и еднакво намаляване на населението отново с 500 000 души спрямо 2008 г.

Фигура 1А.39. Потребление на електроенергия за битови нужди на 1 лице (КВтч/1 лице) и среден доход на 1 лице (лв)



Източник: НСИ и Евростат.

Потреблението на електрическа енергия на 1 лице значително нараства в годините на висок икономически растеж и висок растеж на доходите. Въпреки тези позитивни тенденции в битовото електропотребление, то е значително по-ниско от регистрираното средно за ЕС. По данни на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, потреблението на енергия от българското домакинство е около 2 пъти по-малко от ЕС-27 и поради използването на по-малко природен газ в сравнение със средното равнище в ЕС.

В този контекст, според индикатора „достъпност на енергията”, изчисляван като дял на разходите за енергия в дома на най-бедния квинтил в общите домакински разходи, България с нейните 15% надвишава около два 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-28.⁴⁶

Важен фактор за потреблението на електрическа енергия са температурните изменения в страната. Корелацията между двата показателя между 1990 и 2000 г. е умерено отрицателна (-0.43), което показва, че повишаването на потреблението на електрическа енергия през този период е мотивирано от понижаването на средногодишните температури основно през зимния сезон. С нарастването на доходите на населението и повишаването на средните температури в страната с 0.8 градуса спрямо 1990-2000 г., коефициентът на корелация придобива положителна стойност (0.54), което е обяснимо с по-масовото навлизане на климатичните инсталации в бита и по-масовото използване на електричество и през летните месеци.

⁴⁶ 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.

Фигура 1А.40. Годишно изменение на температурата и потреблението на електроенергия за битови нужди (%)



Източник: НСИ, Евростат и НИМХ на БАН.

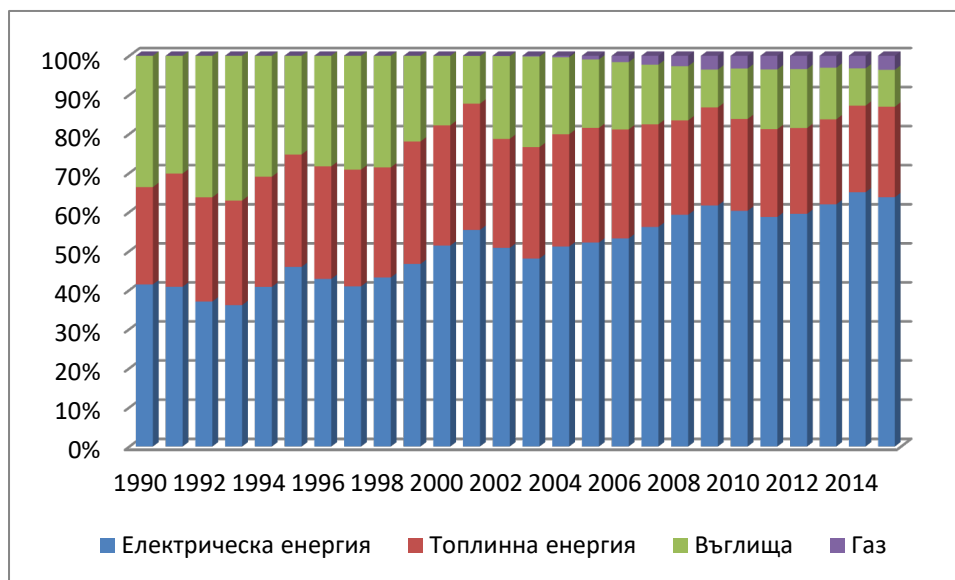
Следователно при постоянни цени в много по-голяма степен потреблението на електрическа енергия на домакинствата зависи в много голяма степен от техните доходи, отколкото от демографската ситуация и температурните промени, като нарастването на доходите на домакинствата се свързва с по-голяма достъпност на електропотребление, възможност за постигане на по-голяма енергийна ефективност, но и с повишен комфорт и придобиване на нови уреди, които увеличават потреблението на електроенергия. Именно в периода преди началото на световната финансова и икономическа криза – през 2007 г. се реализира най-високо ниво на постигната електроенергийна интензивност от домакинствата при намаляване на потреблението на енергия от домакинствата с 13% спрямо 2000 г. През 2014 и 2015 г. се постигат относително същите стойности на енергийно използване за битови нужди, както през 2007 г., което отново се съчетава с растеж на доходите при ниска инфлация в страната, въпреки продължаващите отрицателни темпове на прираст на населението. В тази връзка се очаква и мерките по саниране и подобряване на енергийната ефективност в бита също да се отразят върху общото потребление на електрическа енергия. Същевременно, както посочва АУЕР, ефектът от завишените норми на новото строителство и продължаващият процес на саниране на съществуващите сгради все още не може да се прояви ясно. По изчисление на БАН, енергийното обновяване на жилищата, обхванало близо 2010 многофамилни сгради по МФ „Козлодуй”, ФЕЕВЕИ и ОПРР 2007-2013 и 2014-2020 г., се очаква да се отрази в спестяване на близо 217 ГВтч, което е едва 0.7% от годишното потребление на електрическа енергия.⁴⁷

Електроенергията остава основен енергиен източник за домакинствата с преобладаващ дял около 42% от общото енергийно потребление в бита до 2000 г. и непрекъснато нарастващ дял след това до 65% през 2014 г. До 1994 г. използването на въглища изпреварва потреблението на топлинна енергия, чийто дял до 2001 г. е 30% при намаляващо потребление на твърдо гориво между 28% през 1996 г. и 12% от общия

⁴⁷ Политики и мерки по енергийна ефективност в България, Доклад на АУЕР, 2014.

енергиен микс на домакинствата през 2001 г. До 2008 г. дялът на използване на природен газ от домакинствата е изключително нисък (2.3% през 2007 г.), като той постепенно нараства до 3.6% през 2015 г. при все по-намаляващ дял на въглищата, които отчитат най-ниското си равнище от 9.4% от общото използване на енергия в домакинствата именно през 2015 г.

Фигура IA.41. Потребление на енергия за битови нужди (хил. т нефтен еквивалент)

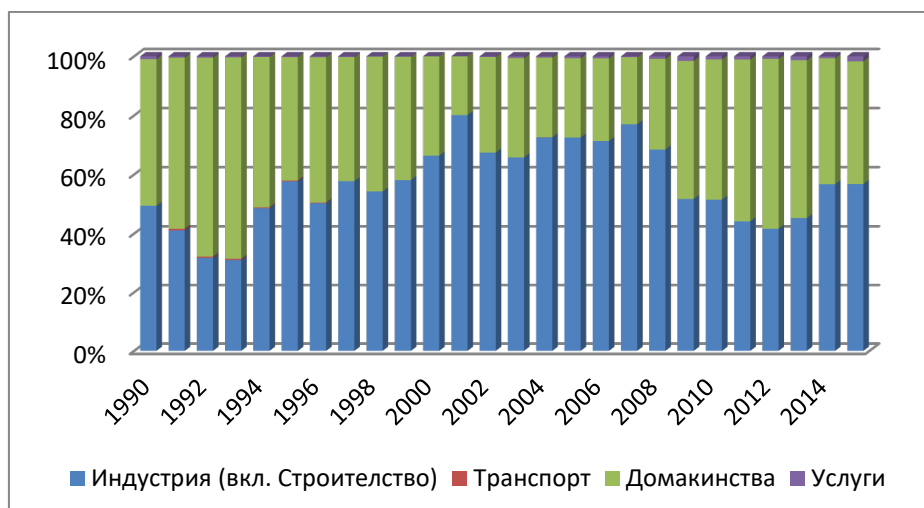


Източник: Евростат.

В годините 2008-2015 г. все по-нарастващото потребление на електроенергия отново е за сметка на намаляване на потреблението на въглища, тъй като се съчетава с относително постоянен дял на използването на топлинна енергия от домакинствата (около 23%). Това показва, че потреблението на електрическа енергия от домакинствата в много по-голяма степен е заместител на въглищата като енергиен продукт, докато въпреки намаляващия си дял, използването на топлинна енергия остава относително постоянно през отделните периоди на разглеждане – между 27 и 31% през 1991-1999 г., между 26 и 29% през 2002-2007 г. и между 22 и 25% през 2008-2015 г.

От друга страна обаче, въпреки абсолютното намаляване на използването на електроенергия за бита в периода 2000-2008 г., нейният дял в общата структура на енергопотреблението непрекъснато нараства. За периода 1990-2015 г. потреблението на въглища се е свило 5 пъти (от 1521 хил. т.н.е. през 1990 г. до 333 хил. т.н.е. за 2015 г.), като въпреки все по-намаляващото им използване от домакинствата, те остават основен потребител на този енергиен продукт, а особено между 2011 и 2013 г., подобно на годините между 1992 и 1994 г., тяхното потребление дори е по-високо от използването им за индустриални цели.

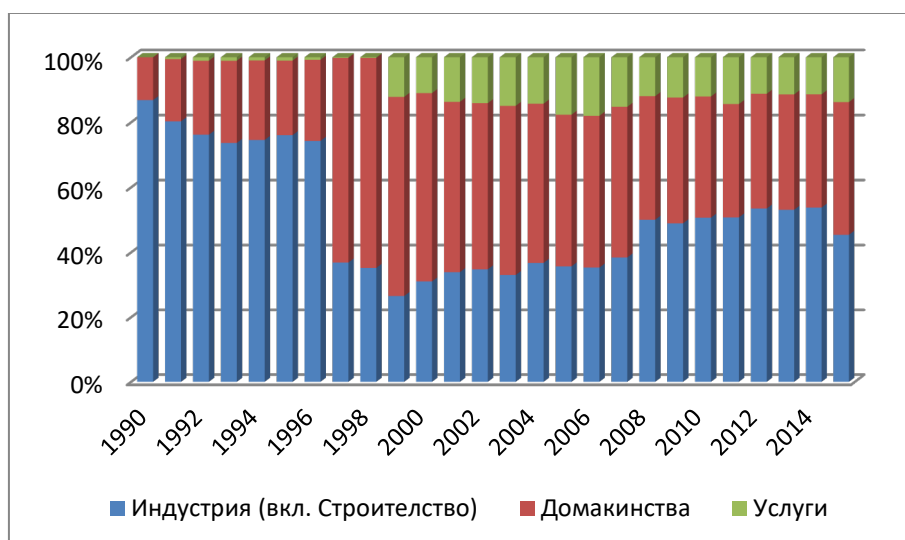
Фигура IA.42. Потребление на въглища по сектори (хил. т нефтен еквивалент)



Източник: Евростат.

Подобни процеси протичат и при използването на топлинната енергия, чието потребление се съкращава дори по-драстично (почти 6 пъти) спрямо 1990 г., но много повече в сферата на индустрията, отколкото при потреблението от домакинствата. Индустриалното потребление на топлинна енергия доминира в периода до 1996 г., след който съществено му редуциране с 61% общо за икономиката се отразява в спад от 7% на битовото използване на топлинна енергия. В годините след 2008 г. намаленото използване на топлинна енергия от домакинствата е в синхрон с общата тенденция за нейното редуциране при запазване на относително еднакъв дял под 40% от общото потребление на този енергиен източник. Това се дължи основно на преустановяването на дейността на няколко топлофикации – в Самоков, Искрец, Лозница, Ловеч, Ямбол, както и на нарастването на загубите при преноса на топлинна енергия.⁴⁸

Фигура IA.43. Потребление на топлинна енергия по сектори (хил. т нефтен еквивалент)



Източник: Евростат.

⁴⁸ Проект на Национална програма за стабилизиране и развитие на топлофикационния сектор на Р. България до 2020 г., Министерство на икономиката, енергетиката и туризма.

Все по-масовото налагане на електричеството като основен енергиен източник за домакинствата се свързва с относително намаляване на използването на въглищата и топлинната енергия, което е от една страна ценово мотивирано, а от друга позволява постигането на по-висок комфорт, съпроводено с въвеждане на енергийна ефективност на бита като цяло. Това се демонстрира и от реализирания изпреварващ растеж на електропотреблението от домакинствата (въпреки неговия спад в абсолютни стойности) спрямо нарастването на полезната жилищна площ в периода 2004-2011 г., пряко свързвано както с повишаването на доходите, така и с нарастващия дял на използване на електроенергия за битови нужди.

Фигура 1А.44. Изменение на потреблението на електроенергия на квадратен метър полезна жилищна площ (КВтч/1 кв. м.) и изменение на цените на електрическата енергия за битови клиенти (лв./КВтч)

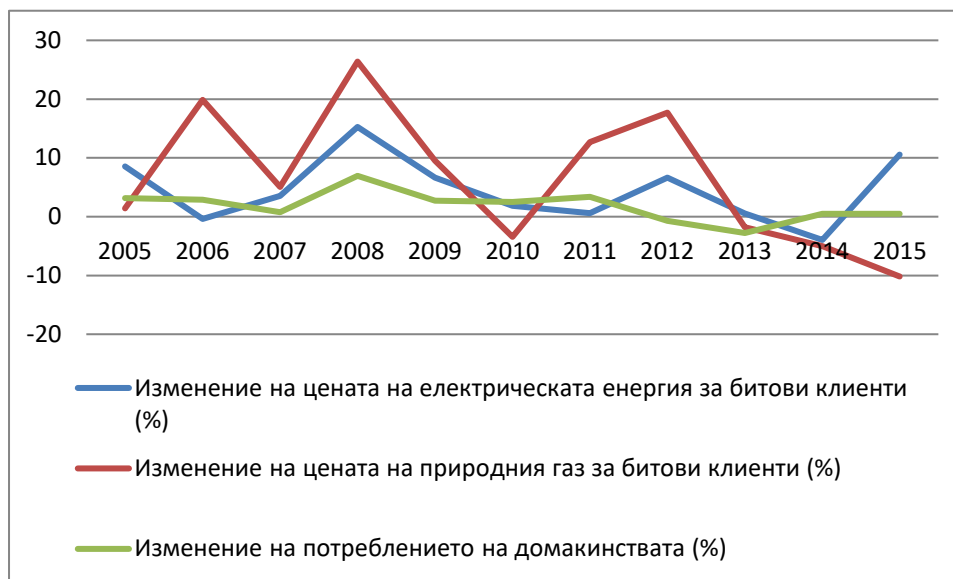


Източник: НСИ и Евростат.

Същевременно устойчивото понижаване на показателя за използвана електроенергия на единица полезна площ през следващите години се дължи на относително еднаквите темпове на нарастване на потреблението на електрическа енергия и полезната жилищна площ в годините след 2012 г.

Важен фактор за потреблението на енергия от домакинствата са цените за бита на отделните енергийни източници. Подобно на цената на електрическата енергия в индустрията, и за битови нужди тя се отличава с възходяща динамика с много леки колебания през 2014 г. Въпреки ограничения си обхват на използване от домакинствата, съпоставката с цената на природния газ показва, както и в индустриалната сфера, че за нея са характерни резки спадове и възходи спрямо цената на електроенергията като след 2013 г. регистрира устойчив спад.

Фигура IA.45. Годишно изменение на цените на електроенергията и природния газ за битови нужди (%) и на потреблението на електрическа енергия от домакинствата (%)



Източник: НСИ.

Сравнението с годишното изменение на хармонизирания индекс на цените на енергийните ресурси показва, че те следват тенденция на общо покачване, като с най-големи колебания се отличава цената на въглищата, докато цените на електрическата енергия и топлоенергията (с изключение между 2003 и 2007 г.) следват сходни тенденции.

Същевременно зависимостта на електроенергийното потребление е много по-голяма от динамиката на доходите в страната, отколкото от цените, което показва и високият коефициент на корелация между тези индикатори в периода 1999-2015 г. По отношение на зависимостта на цените и потреблението на топлинна енергия, налице е неговото непрекъснато намаляване при възходяща ценова динамика до 2013 г., като в периода 2008-2015 г. е налице силно положителна корелация между потреблението на електрическа енергия и цените на топлинната енергия, и тяхното увеличаване очаквано води до повишаване на електропотреблението на домакинствата. Цената на въглищата също нараства почти непрекъснато до 2012 г., което се съчетава със спад в тяхното потребление, с изключение на периода след 2013 г., когато и двата показателя отбелязват низходяща динамика. Същевременно е налице относително умерена положителна корелация (0.34) между потреблението на електроенергия и цената на въглищата в годините 2008-2015 г., което отново демонстрира взаимозаменяемостта на използването на електроенергия и въглища. Относително ниската стойност на коефициента на корелация отново показва намаляващото значение на въглищата в енергийния микс на домакинствата и все по-доминиращата роля на електроенергията.

Фигура IA.46. Изменение на хармонизиран индекс на потребителските цени по източници на енергия (%)



Източник: НСИ.

4. Модел за прогнозиране на електропотреблението в България

Направеният анализ на досегашните процеси и тенденции в електропотреблението в сравнителен план показва неговата сложност и многофакторност. **Електропотреблението в значителна част демонстрира зависимост от икономическия цикъл, структурата на икономиката, доходите, мерките за енергийна ефективност и регулаторни фактори.** Въпреки че след световната икономическа и финансова криза повечето фактори действат в посока към увеличаване на потреблението на електрическа енергия, детайлният анализ показва, че в някои сектори повишаването на енергийната ефективност също ще оказва съществено влияние върху електроенергийния пазар.

4.1. Структурен модел за прогнозиране на потреблението на електрическа енергия в България

В рамките на Междинен доклад 1 (предварителен) от септември 2017 г. беше използван параметричен подход при прогнозиране на потреблението на електрическа енергия, отчитащ фактори на макрониво като брутна добавена стойност, икономически растеж, производство на електрическа енергия, прираст на населението и нетен износ на електрическа енергия. Резултатите показаха тенденция към умерен прираст в потреблението на електрическа енергия в България, но без да се анализират основните фактори на секторно ниво. Направеният и представен по-горе детайлен секторен анализ, включително и в съпоставителен план със страни от Югоизточна Европа и ЕС като цяло, заедно с проучените подходи и методи за анализиране на електропотреблението, представени в Приложение IA.1, дават основание за разширяване на обхвата на включените променливи. На тази основа се идентифицира, че електропотреблението на домакинствата зависи от измененията в цените не само на електрическата енергия, но и от свързани източници на енергия в бита, увеличаването

на полезната жилищна площ и демографските процеси, динамиката на доходите в страната, а също и климатичните промени. В потреблението за небитови нужди (индустрия, услуги, транспорт, аграрен сектор) направеният анализ показва, че съществени фактори са брутна добавена стойност на съответните сектори, брой на заетите лица в тях и вложени инвестиции, които от своя страна зависят и от лихвените проценти по кредитите в страната. Факторният анализ показва също, че електрическата енергия и природният газ са основни суровини за небитовите клиенти, поради което отчитането на динамиката на техните цени е важно при прогнозиране на електропотреблението им. Същевременно специфични фактори за отделните сектори, като електрификация в транспорта, равнище на товарните превози, цена на петрола, отпуснати субсидии за БДЖ, а също и разгърнатата застроена площ на административни и други сгради в сферата на услугите, също оказват влияние върху тяхното електропотребление.

В методологически план, въз основа на направения преглед на изследвания и анализи, свързани с потреблението на електроенергия, се прилага **комбиниран метод за прогнозиране на електропотреблението в България, основаващ се на съчетаване на регресионен анализ и метода на крайното използване на електроенергия по следните групи потребители:**

- домакинства;
- селско, рибно и горско стопанство;
- индустрия – добивна промишленост; преработваща промишленост; доставяне на води, канализационни услуги, управление на отпадъци и възстановяване; строителство (икономически сектори В-F по NACE Rev. 2);
- транспорт – транспорт, складиране и пощи (икономически сектор Н по NACE Rev. 2);
- услуги – търговия, ремонт на автомобили и мотоциклети (икономически сектор G по NACE Rev. 2); хотелиерство и ресторантьорство; създаване и разпространение на информация и творчески продукти, далекосъобщения; финансови и застрахователни услуги; операции с недвижими имоти; професионални дейности и научни изследвания; административни и спомагателни дейности; други дейности (икономически сектори I-S по NACE Rev. 2).

Комбинираният модел за прогнозиране на електропотреблението включва следните променливи:

Общо потребление на електрическа енергия:

$$C_t = C^H_t + C^A_t + C^I_t + C^S_t + C^T_t$$

където C_t е общо потребление на електрическа енергия; C^H_t в година t ; C^H_t – електропотребление на домакинствата; C^A_t – потребление на електропотребление в сектор „Селско, горско и рибно стопанство“; C^I_t – потребление на електрическа енергия в сектор „Индустрия“; C^S_t – електропотребление в сектор „Услуги“; и C^T_t – потребление на електрическа енергия в сектор „Транспорт“.

То се подразделя на:

- *Потребление на електрическа енергия на домакинствата*

$$C^H_t = \alpha_0 + \alpha_1 N_t + \alpha_2 Y_t + \alpha_3 T_t + \alpha_4 S_t + \alpha_5 P^{elH}_t + \alpha_6 P^{heatH}_t + \alpha_7 P^{coalH}_t + u_t$$

където C_t^H е електропотребление на домакинствата; N_t – население; Y_t – общ доход на домакинствата; T_t – средна годишна температура в страната; S_t – полезна жилищна площ; P^{elH}_t – цена на електрическата енергия за битови нужди; P^{heatH}_t – цена на топлинната енергия за битовите нужди; и P^{coalH}_t – цена на въглищата за бита.

- *Потребление на електрическа енергия на сектор „Селско, горско и рибно стопанство”*

$$C_t^A = \beta_0 + \beta_1 VAD_t^A + \beta_2 GFKF_t^A + \beta_3 R_t + \beta_4 L_t^A + \beta_5 P^{elA}_t + u_t$$

където C_t^A е потребление на електрическа енергия в сектор „Селско, горско и рибно стопанство”; VAD_t^A – брутна добавена стойност в сектор „Селско, горско и рибно стопанство”; $GFKF_t^A$ – бруто образуване на основен капитал в сектор „Селско, горско и рибно стопанство”; R_t – реален лихвен процент по кредитите; L_t^A – заети лица в сектор „Селско, горско и рибно стопанство”; и P^{elA}_t – цена на електрическата енергия за небитови нужди.

- *Потребление на електрическа енергия на сектор „Индустрия”*

$$C_t^I = \beta_0 + \beta_1 VAD_t^I + \beta_2 GFKF_t^I + \beta_3 R_t + \beta_4 L_t^I + \beta_5 P^{elI}_t + \alpha_6 P^{gasI}_t + u_t$$

където C_t^I е потребление на електрическа енергия в сектор „Индустрия”; VAD_t^I – брутна добавена стойност в сектор „Индустрия”; $GFKF_t^I$ – бруто образуване на основен капитал в сектор „Индустрия”; R_t – реален лихвен процент по кредитите; L_t^I – заети лица в сектор „Индустрия”; P^{elI}_t – цена на електрическата енергия за небитови нужди; и P^{gasI}_t – цена на природния газ за индустрията.

- *Потребление на електрическа енергия на сектор „Услуги”*

$$C_t^S = \gamma_0 + \gamma_1 VAD_t^S + \gamma_2 GFKF_t^S + \gamma_3 R_t + \gamma_4 L_t^S + \gamma_5 P^{elI}_t + \gamma_6 P^{gasI}_t + \gamma_7 S_t^I + u_t$$

където C_t^I е потребление на електрическа енергия в сектор „Услуги”; VAD_t^S – брутна добавена стойност в сектор „Услуги”; $GFKF_t^S$ – бруто образуване на основен капитал в сектор „Услуги”; R_t – реален лихвен процент по кредитите; L_t^S – заети лица в сектор „Услуги”; P^{elI}_t – цена на електрическата енергия за небитови нужди; P^{gasI}_t – цена на природния газ за индустрията; и S_t^I – разгърнатата застроена площ на административни и други сгради.

- *Потребление на електрическа енергия на сектор „Транспорт”*

$$C_t^T = \delta_0 + \delta_1 VAD_t^T + \delta_2 GFKF_t^T + \delta_3 R_t + \delta_4 L_t^T + \delta_5 SS_t + \delta_6 ERL_t + \delta_7 RTU_t + \delta_8 P^{oilT}_t + \delta_9 P^{elT}_t + \delta_{10} TR_t^T + \delta_{11} W_t^T + u_t$$

където C_t^I е потребление на електрическа енергия в сектор „Транспорт”; VAD_t^T – брутна добавена стойност в сектор „Транспорт”; $GFKF_t^T$ – бруто образуване на основен капитал в сектор „Транспорт”; R_t – реален лихвен процент по кредитите; L_t^T – заети лица в сектор „Транспорт”; SS_t – субсидии за БДЖ; ERL_t – електрифицирани линии в страната; RTU_t – електрически превозни средства в градския транспорт в страната; P^{oilT}_t – цени на петрола; P^{elT}_t – цена на електрическата енергия за небитови нужди; TR_t^T – километри пътна мрежа в страната; а W_t^T – извършена работа от железопътния транспорт в млн. ткм.

4.2. Допускания и информационно осигуряване на модела

За целите на прогнозирането на електропотреблението в страната се включват данни в периода 1990-2015 г. Използват се само официални статистически източници, като в зависимост от разполагаемата статистическа информация дължината на времевите редове от данни е различна.

Електропотребление на домакинствата

Данните за нетното потребление на електрическа енергия на домакинствата са от Евростат и са измерени в ГВтч. Използва се броят на населението в България в периода 1990-2015 г. по данни на НСИ, откъдето се получава информация и за общия среден доход в страната. Средната годишна температура е получена от НИМХ на БАН, като за целите на нейното изчисляване са изключени районите с височина над 600 м, тъй като там живее много малка част от населението. Данните, които се използват, са получени от климатичния модел на НИМХ на БАН, с оглед тяхната хомогенност при използване за целите на прогнозата на електропотреблението. Полезната жилищна площ в квадратни метри е взета от данни на НСИ, откъдето използваме и цената на електрическата енергия за битови нужди с включени данъци, такси и ДДС за Група Д2 (Годишно потребление на електрическа енергия от битови клиенти $1000 < 2500$ КВтч), а за изменението на цените на топлинната енергия и въглищата за бита се заимстват данни от НСИ за хармонизирания индекс на потребителските цени за топлоенергия и твърди горива.

Електропотребление в сектор „Селско, горско и рибно стопанство”

Данните за потреблението на електрическа енергия в сектора са от Евростат, откъдето по съпоставими цени на предходната година са използвани и данни за брунтата добавена стойност и бруто образуването на основен капитал в млн. лв. Статистическа информация за реалния лихвен процент по кредитите в страната са използване от базата данни на Световната банка, а броят на заетите лица в сектор „Селско, горско и рибно стопанство” в периода 2000-2015 г. е по данни от НСИ. Цените на електрическа енергия за небитови нужди са усреднени за първите шест групи индустриални потребители (И1-И6), като е изключена група И7 (годишно потребление на електрическа енергия от крайни небитови клиенти $> 150\ 000$ хил. КВтч), данните за която се представят отделно. По същия начин се използват и цените на природния газ за небитови клиенти – средно за първите четири групи и отделно за Група И5 (годишно потребление на природен газ от крайни небитови клиенти $1\ 000\ 000 < 4\ 000\ 000$ ГДж). Всички данни за цените на тези енергийни източници са от НСИ.

Електропотребление в сектор „Индустрия”

Потреблението на електрическа енергия в индустрията (вкл. строителството) се заимства от Евростат, откъдето по съпоставими цени на предходната година се използват и данни за брунтата добавена стойност и бруто образуването на основен капитал в милиони левове. Статистическа информация за реалния лихвен процент по кредитите в страната са от базата данни на Световната банка, а броят на заетите лица в индустрията (вкл. строителството) в периода 1995-2015 г. е по данни от НСИ. Цените на електрическа енергия за небитови нужди са усреднени за първите шест групи индустриални потребители (И1-И6) и отделно взимаме данни за група И7

(годишно потребление на електрическа енергия от крайни небитови клиенти > 150 000 хил. КВтч).

Електропотребление в сектор „Услуги“

Данни за електропотреблението в сектор „Услуги“, както и за брутната добавена стойност и бруто образуването на основен капитал, се взимат от Евростат. От статистическата база данни на НСИ се използва броят на заетите лица в сектора, както и разгърнатата застроена площ на административни и други сгради и цените на електрическата енергия и природния газ за небитови клиенти по същия начин, както и в индустрията. Реалният лихвен процент по кредитите в страната за периода 1991-2015 г. е от базата данни на Световната банка.

Електропотребление в сектор „Транспорт“

Подобно на използваните данни и в другите групи потребители, електропотреблението в транспорта, брутната добавена стойност и бруто образуването на основен капитал са от Евростат, броят на заетите лица в сектора е от НСИ, а реалният лихвен процент по кредитите от базата данни на Световната банка. Също от Световната банка се използва статистическа информация за километрите пътна мрежа в страната, електрифицираните линии, броя на електрическите превозни средства в градския транспорт и изменението на цената на суровия петрол. От Закона за държавния бюджет по години са заимствани данни за субсидиите за БДЖ. Данни за показателя за извършената работа от железопътния транспорт се използват от Евростат. Поради недостатъчно дългия времеви ред с данни за електромобилния транспорт, изхождайки от сравнително скорошното му навлизане, той не се включва като променлива в регресионния анализ, а ефектът от неговото очаквано развитие в бъдеще се отчита при прогнозата на електропотреблението в сектор „Транспорт“ като допълнителен фактор.

4.3. Резултати от иконометричната оценка на модела за прогнозиране на потреблението на електроенергия

За да се обхване период на пълен икономически цикъл и поради различията в наличната статистическа информация преди 1999 г., за отделните показатели иконометрично уравненията се тестват с данни от периода 1999-2015 г. 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, а уравнението придобива следния аналитичен вид:

$$C^H_t = \alpha_0 + \alpha_1 N_t + \alpha_2 GDP_t + \alpha_3 T_t + \alpha_4 S_t + \alpha_5 P^{elH}_t + \alpha_6 P^{heatH}_t + \alpha_7 P^{coalH}_t + u_t,$$

където GDP_t е БВП.

Също, всички посочени уравнения са представени в логаритмична форма, което задава получените регресионни коефициенти като еластичности, и са оценени в програмата R. В следващата таблица са включени коефициентите на еластичност на статистически значимите променливи от уравненията.

Домакинства	Селско, горско и рибно стопанство	Индустрия	Услуги	Транспорт
N_H 1.0269 (0.009277)	VAD_A 0.200231 (0.00549)	VAD_I 0.29572 (0.04936)	VAD_S 0.37522 (0.00654)	VAD_T 0.8213 (0.000279)
GDP_H 0.29824 (0.00861)	GFKF_A -0.03681 (0.00378)	GFKF_I -0.001548 (0.006228)	GFKF_S -0.05232 (0.0011)	SS_T -0.1733 (0.00395)
T_H -0.1952 (0.00695)	R -0.13852 (0.00015)	R -0.1353 (0.002692)	R -0.12302 (0.0174)	R -0.333958 (0.0047)
S_H 1.55119 (0.00242)	L_A 0.687165 (0.00553)	L_I 0.65221 (0.01396)	L_S 0.32297 (0.0204)	L_T 3.35557 (0.0370)
P_EI_H -0.80490 (0.0000376)	P_EI_A -0.24485 (0.0194)	P_EI_I -0.53646 (0.0420)	P_EI_S -0.7374 (0.0000124)	P_EI_T -0.7879 (0.000322)
P_Coal_H 0.56810 (0.0000376)		P_Gas_I 0.04470 (0.0408)	S_S 0.253388 (0.00269)	P_Oil_T -0.46406 (0.0142)
				W_T 0.6338 (0.00139)
R ² =0.8508	R ² =0.6478	R ² =0.8055	R ² =0.9103	R ² =0.9482

Обобщено представени резултатите от иконометричния анализ показват, че:

- Потреблението на електрическа енергия на домакинствата се увеличава от нарастването на полезните жилищни площи, демографския прираст, повишаването на цената на твърдите горива и икономическия растеж, а намалява при по-висока цена на електрическата енергия за бита и увеличаване на средногодишната температура. Цените на топлинната енергия за изследвания период не се оказват статистически значим фактор за електропотреблението в бита.
- Потреблението на електрическа енергия в сектор „Селско, горско и рибно стопанство” е най-силно зависимо от броя на заетите лица и в по-малка степен от брунтата добавена стойност, докато промените в цената на електрическата енергия за небитови нужди, реалният лихвен процент по кредитите и инвестициите, свързани с подобряване на технологичната база и използването на по-малко електроенергия, имат отрицателен принос за електропотреблението в аграрното стопанство.
- Фактори за нарастване на електропотреблението в индустрията са увеличаването на заетите лица, брунтата добавена стойност и цената на природния газ за небитови клиенти, докато в обратната посока влияят повишаването на цената на електрическата енергия за промишлени нужди, лихвеният процент по кредитите в страната и бруто образуването на основен капитал.

- В сектор „Услуги” потреблението на електрическа енергия нараства с увеличаване на brutната добавена стойност, заетите лица, и намалява с повишаване на цената на електроенергията, лихвения процент по кредитите и инвестициите в сектора, докато разгърнатата застроена площ на административни и други сгради, от една страна, го увеличава, но, от друга, при постигната по-висока енергийна ефективност допринася и за неговото ограничаване. Цените на природния газ не е статистически значим фактор при електропотреблението в сектора на услугите.
- Потреблението на електрическа енергия в сектор „Транспорт” е правопрпорционално зависимо от броя на заетите лица в сектора и brutната добавена стойност, а намалява под въздействието на увеличаването на цената на електроенергията и петрола, намаляване на извършената работа от жп транспорта, както и от повишаване на лихвения процент и субсидиите за БДЖ от страна на правителството. Инвестициите в транспортния сектор, при невъзможност да се включи целият електромобилен транспорт в страната поради ограничения в данните за него, както и електрифицираните линии в страната, километрите пътна мрежа и броят на електрическите превозни средства в градския транспорт, се оказват статистически незначими променливи.

4.4. Сценарии за прогнозиране на потреблението на електроенергия

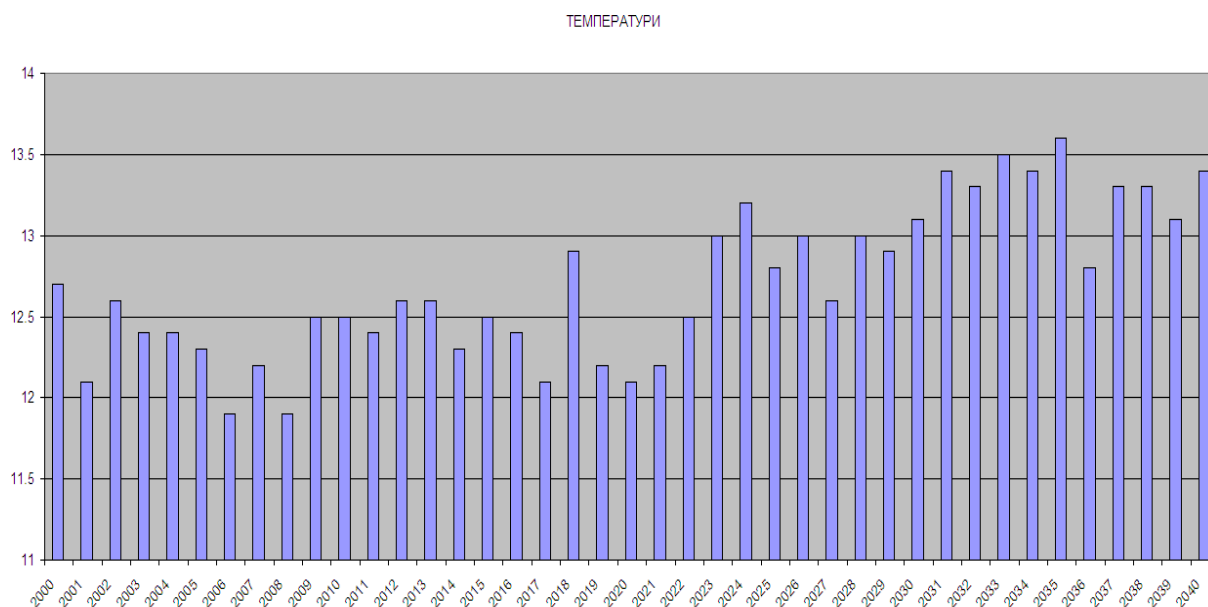
Крайното електропотребление в страната се прогнозира в три сценария, които съответстват на методите на прогнозиране в Дейност I и Дейност III от Заданието на проекта. Конкретните измерения на всеки от сценариите се състоят в следното:

- Минимален сценарий – използват се прогнозите за brutния вътрешен продукт, населението, brutната добавена стойност по сектори на икономиката, броя на заетите лица и бруто образуването на основен капитал от ниския сценарий в Дейност I, както и резултатите за борсовите цени от минималния сценарий в Дейност III. Съгласно тези допускания, средногодишният растеж на БВП се очаква да е около 3% в периода 2020-2040 г., населението да намалява с 1%, броят на заетите лица почти се запазва почти същия при минимален растеж от 0.3% годишно, а цените на електрическата енергия се прогнозира да варират между 49 и 72 евро/МВтч съответно през 2020 и 2040 г.
- Умерен сценарий – използват се прогнозите за БВП, населението, brutната добавена стойност, броя на заетите лица и бруто образуването на основен капитал от средния сценарий в Дейност I, както и резултатите за борсовите цени от умерения сценарий в Дейност III. Съгласно тези прогнози, средногодишният растеж на БВП се очаква да бъде 3.7% в периода 2020-2040 г., населението в страната да се запази почти същото, броят на заетите лица да нарасне с приблизително 1.5% средногодишно, а цените на електрическата енергия да са между 58 евро/МВтч през 2020 г. и 80 евро/МВтч съответно през 2040 г.
- Максимален сценарий – взимат се прогнозите за посочените показатели от високия сценарий в Дейност I и максималния сценарий за борсовите цени на електроенергията в Дейност III. Прогнозите при този сценарий са за средногодишен растеж на БВП от 4.9% в периода 2020-2040 г., прираст на населението в страната с 1% средногодишно за периода, растеж на броя на заетите лица от 3% средногодишно, а цените на електрическата енергия се очаква да варират между 61 евро/МВтч през 2020 г. и 84 евро/МВтч през 2040 г.

За останалите статистически значими променливи, за които досега не са правени прогнози, са изготвени следните прогнозни редове.

Прогноза за средната годишна температура. При прогнозирането на електропотреблението на домакинствата се използват прогнозни данни до 2040 г. от климатичния модел на НИМХ на БАН, съгласно които средногодишната температура в страната нараства от 12.1⁰С през 2020 г. до 13.1⁰С през 2030 г. и 13.4⁰ С през 2040 г. (вж. Приложение IA.2).

Фигура IA.47. Средногодишна температура в страната (°C)



Източник: НИМХ на БАН.

Прогнози за промените в цената на въглищата в Европа се взимат от World Energy Outlook 2016.⁴⁹

Прогнозата за полезната жилищна площ до 2040 г. се базира на допускането от доклада на Техническият университет, че въведените в експлоатация новопостроени жилища ще нарастват с 1.5% годишно (вж. Приложение IA.3).

Прогноза за цени на природен газ. При прогнозиране на електропотреблението в индустриалния сектор използваме прогнозата на Световната банка⁵⁰ за цени на природния газ в Европа.

Прогноза за лихвения процент по кредитите в страната. Прогнозира се на база спреда между 10-годишните ДЦК в България и Германия в периода януари 2003 – февруари 2017 г. по данни на министерствата на финансите на двете страни. Съгласно получените прогнози той се очаква да варира между 4 и 4.5% за целия разглеждан период.

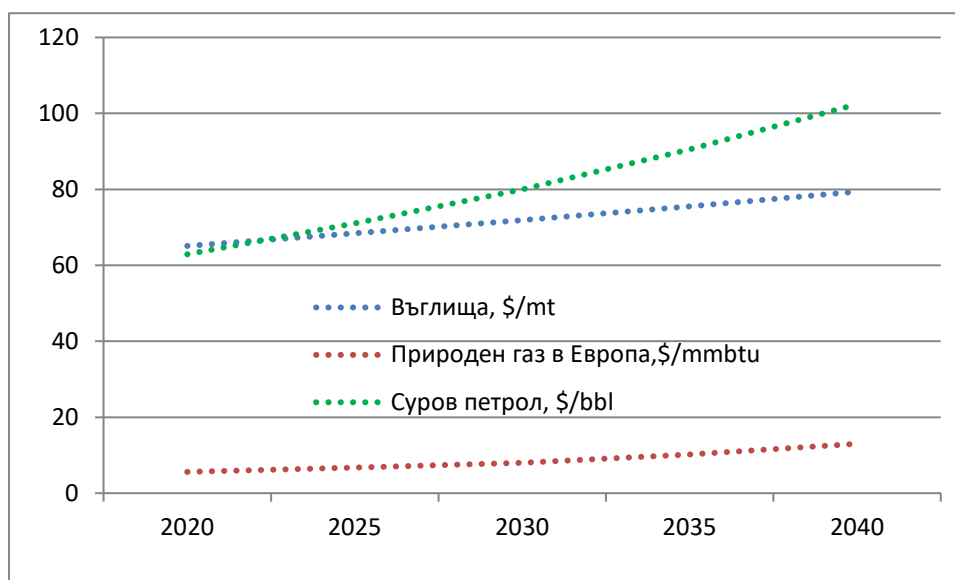
⁴⁹ International Energy Agency, World Energy Outlook 2016.

⁵⁰ World Bank Commodities Price Forecast (26 April 2017).

Прогноза за разгърнатата застроена площ. В сферата на услугите е направена прогноза за разгърнатата застроена площ на административни и други сгради на база издадените разрешения за строеж по данни от НСИ, като чрез полиномиална регресионна функция се прогнозира първоначално съществено нарастване до 2020 г., а впоследствие забавяне на темпа на растеж до 3% през 2030 г. и до 1.5% до 2040 г. Прогнозата се коригира с оценката от доклада на Техническия университет, като се отразяват интензивните изисквания за постигане на енергийна ефективност, според които се очаква консумацията на електрическа енергия да намалее с 3% до 2020 г., прогресивно спадът да продължава до 5% през 2030 г., а впоследствие да продължи с годишен темп на намаляване с 1%.

Прогноза за цени на петрола. При прогнозиране на електропотреблението в транспорта са използвани данни от Световната банка за цените на петрола, според които се очаква тяхното повишаване с 13-14% за периода след 2025 до 2040 г.

Фигура 1А.48. Прогнозни цени на въглища, природен газ и суров петрол за 2020-2040*



Забележка: Същите прогнозни данни за използвани и в останалите части на доклада при съответните прогнози.

Източник: Световна банка и Международна агенция за енергетика.

Прогноза за товарните превози в жп транспорта. Показателят, отразяващ извършената работа от железопътния транспорт, се прогнозира въз основа на степенна регресионна функция, като очакванията са неговите стойности да намаляват по-ускорено до 2025 г. в рамките на 4.6-5.4%, а след това темпът на спад да се забави до приблизително 3.5% за периода до 2040 г.

Прогноза на правителствените субсидии за БДЖ. Подходът, който е възприет, се базира на изчисляване на субсидиите на 1 пътник в жп транспорта в периода 2014-2017 г. при използване на прогнозния брой пътуващи до 2022 г. по данни от Стратегията за развитие на железопътния транспорт в Република България и план за оздравяване и

развитие на групата на „Холдинг Български държавни железници“ ЕАД за периода 2015-2022 г.

Прогноза за въздействието на технологичните фактори в транспорта. Както вече посочихме, потреблението на електроенергия, свързано с развитието на електромобилния транспорт в страната не се включва директно в иконометричния модел, а се отчита при прогнозирането на потреблението на електрическа енергия в сектор „Транспорт“, а оттам и в общата електроенергийна консумация. Прогнозите се базират на предвижданията, че през 2025 г. цените на батериите при електромобилите се очаква да спаднат над 5 пъти спрямо равнището им през 2010 г.⁵¹, което би стимулирало производството и продажбите на електромобили. Според очаквания на Блумбърг⁵², 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 на 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. От друга страна, 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 транслира 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 по поръчка на ЕК⁵³ диапазонът за средна консумация на електроенергия за 100 000 електромобила за година е от 290 до 415 ГВтч, а оценките на ЕСО⁵⁴ са в интервала 300-500 ГВтч годишно.

Въз основа на всички посочени оценки и прогнози за ефекта от развитието на електромобилния транспорт върху потреблението на електрическа енергия се прави допускане в съответствие с изводите в Блумбърг (2017), че дялът на потреблението на електрическа енергия, произтичащо от използването на този вид транспорт, постепенно би нараствало и до 2040 г. може да възлезе на 5% от общото електропотребление. Така дялът на използваната електроенергия за електромобилния транспорт се прогнозира 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.

⁵¹ Greenpeace (2012), How Clean is Your Cloud?.

⁵² Bloomberg (2017), Electric Vehicle Outlook.

⁵³ E-HIGHWAY 2050 Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050, D 3.1. Technology assessment from 2030 to 2050, Project co-funded by the European Commission within the Seventh Framework Programme, 2013.

⁵⁴ Guidelines for constructing visions 2&4, ENTSO-E System Development Committee, Working Group System Adequacy and Market Modelling, Subgroup Coordination Team 2 on EU 2020 Scenario.

4.5. Резултати от модела за прогнозиране на потреблението на електроенергия

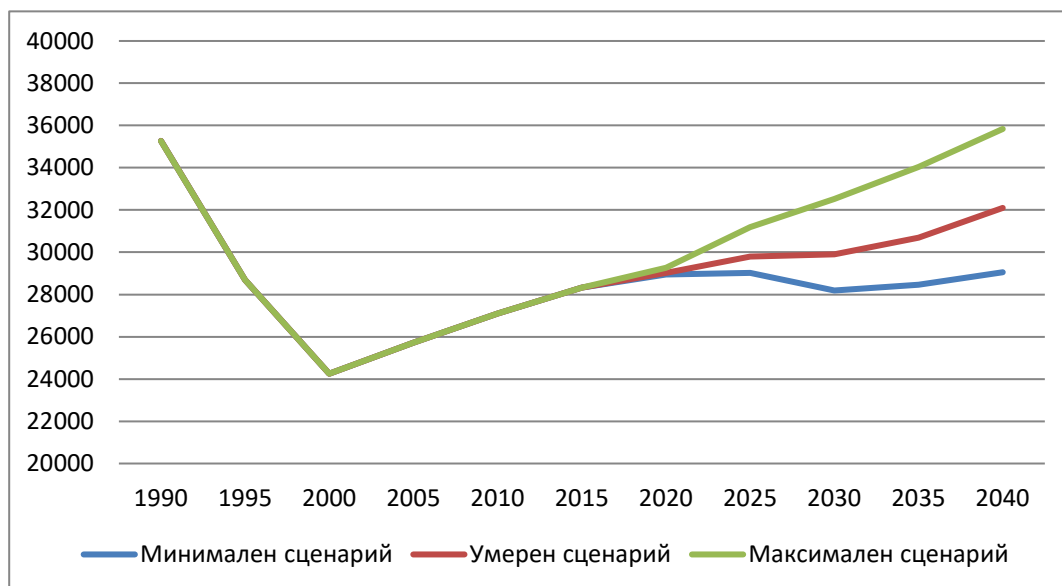
Таблица 1А.5. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)

	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
Минимален сценарий	28941	29029	28184	28455	29048
Умерен сценарий	29019	29789	29895	30688	32099
Максимален сценарий	29261	31192	32523	34033	35835

Източник: БАН.

При минималния сценарий резултатите от прогнозата показват известна волатилност на общото крайно електропотребление, което като цяло се запазва на нива между 28.2 и 29 ТВтч. Това е и най-консервативният вариант на прогнозата при най-неблагоприятно комбиниране на факторите за електропотребление, съчетавайки очаквания за отрицателен демографски прираст, нисък икономически растеж и високи цени на електрическата енергия. При максималния сценарий прогнозите са крайното електроенергийно потребление от 28.32 ТВтч през 2015 г. да нарасне до 29.3 ТВтч през 2020 г., след което постепенно да се ускори до 32.5 ТВтч през 2030 г. и до 35.8 ТВтч през 2040 г. Максималният сценарий също е изчислен при сравнително консервативни допускания по отношение както на потреблението на домакинствата, така и на консумацията на електрическа енергия в сектор „Транспорт“. Дори и при този максимален сценарий България съвсем слабо ще конвергира към нивата на потребление на електрическа енергия на 1 лице в сравнение със средното за ЕС, което се потвърждава и от доверителния интервал на прогнозата за общо електропотребление между 20.8 и 39.7 ТВтч при 95% гаранционна вероятност.

Фигура 1А.49. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)



Източник: БАН.

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. и 32.1 ТВтч през 2040 г., което се доближава до прогнозите на ЕК в

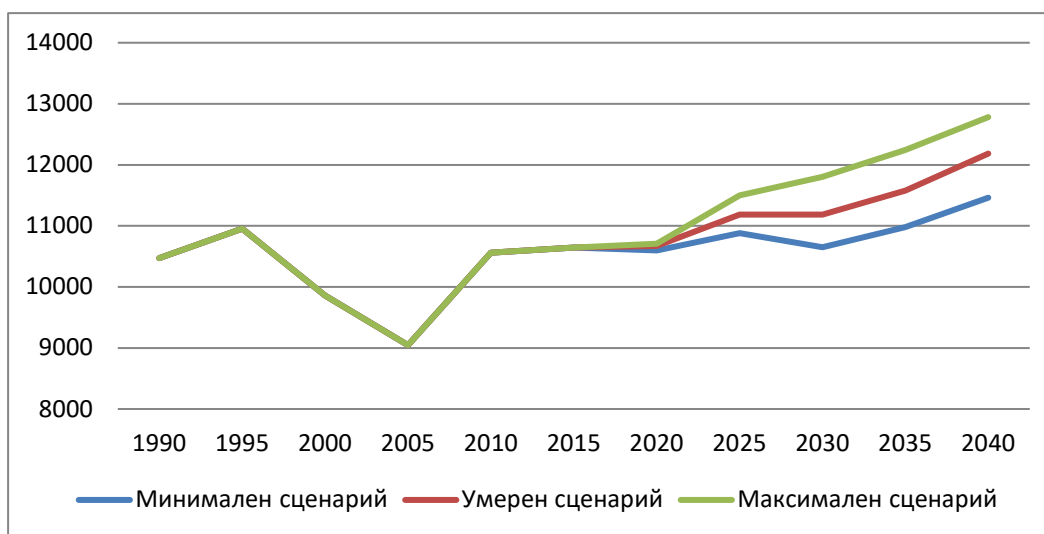
Референтния сценарий за 2016 г. крайното електроенергийно потребление да е между 29.14 ТВтч през 2020 г. и 31.71 ТВтч през 2040 г. Прогнозите на ЕК са също делът на електроенергийното потребление в общото КЕП да нарасне от 21% през 2015 г. на 28% през 2050 г. Електропотреблението в ЕС се очаква да нараства със средногодишен темп от 0.6-0.8% до 2020 г. и около 7% между 2020 и 2050 г., ако не бъдат приложени специфични политики за енергийна ефективност. Нарастването на дела на електроенергията в общото КЕП е устойчива тенденция според анализа в Референтния сценарий на ЕК от 2016 г., която е свързана с повишаване на потреблението за електрическа енергия в домакинствата и услугите, както показва и прогнозата на БАН.

Същевременно направените прогнози се доближават и до очакванията в Доклада „Дългосрочно прогнозиране на електропотреблението в България“ от 2014 г., които са нетното потребление да е в границите между 28.9 ТВтч през 2020 г. и 30.9 ТВтч през 2035 г. в средния сценарий. От друга страна, в този доклад се залага намаляващо потребление на електрическа енергия на домакинствата при прогноза за 2020 г., съвпадаща с тази на БАН за приблизително 10.5 ТВтч, както и спад на електропотреблението в индустрията (8.4 ТВтч през 2035 г.) за сметка на съществено покачване в сектора на услугите (13.9 ТВтч през 2035 г.) и почти еднакво потребление на електроенергия в сектор „Транспорт“ от около 560 ТВтч за целия период на прогнозата до 2035 г. Прогнозата на БАН е също електропотреблението в услугите да нараства, но до 10.4 ТВтч през 2040 г. при потребление на електрическа енергия за небитови клиенти между 8.5 и 10.5 ТВтч през 2040 г., а в електропотреблението в сектор „Транспорт“ да нараства с бързи темпове и да достигне 1.9 ТВтч в края на прогнозния период.

По отношение на структурата на крайното електроенергийно потребление, се прогнозира запазване на доминиращия дял на домакинствата, който се очаква да варира в различните сценарии между 37% през 2020 г. и 40% през 2040 г. при тенденция за почти изравняване на дела на електропотреблението в индустрията и услугите в рамките на около 30%. Потреблението на електрическа енергия в сектор „Транспорт“ се допуска, че постепенно ще нараства и от 1.5% през 2020 г. ще се покачи средно до 3.8% от общото потребление на електрическа енергия през 2040 г., докато делът на електропотреблението на сектор „Селско, горско и рибно стопанство“ ще се запази близо до 1%, което съответства на наблюдаваните тенденции в периода 2000-2015 г.

Прогнозата за електропотреблението на домакинствата е то да варира в рамките на 10.6-11.5 ТВтч при минималния сценарий и между 10.7 и 12.8 ТВтч при максималния сценарий съответно през 2020 и 2040 г., като доверителният интервал на прогнозата е между 6.2 и 13.2 ТВтч при 95% гаранционна вероятност. До 2020 г. се прогнозира растеж между 1.5 и 4% на битовото електропотребление вследствие на прогнозирания в Дейност I отрицателен демографски прираст по някои от сценариите, както и на по-ниския темп на прираст на полезните жилищни площи в страната.

Фигура 1А.50. Крайно електроенергийно потребление на домакинствата (ГВтч)



Източник: БАН.

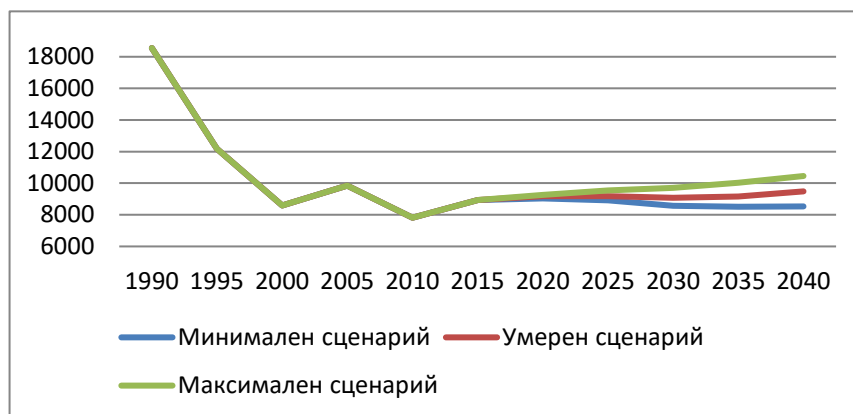
По-ниските темпове на отрицателен демографски прираст след 2020 г., в съчетание с увеличаването на жилищните площи и ускоряването на икономическия растеж, биха довели до умерено нарастване на потреблението на електрическа енергия от домакинствата между 3 и 7%. Същевременно фактори, ограничаващи използването на електроенергия за домакински нужди, са очакваното постепенно увеличаване на цените на електрическата енергия след 2020 г. и поддържането на по-високи температури към 2025 г. Допълнителното нарастване на цените на електрическата енергия и повишаването на средногодишните температури, както и прогнозираният по-нисък темп на икономически растеж през 2030 г., не могат да бъдат компенсирани от очакваното продължаващо забавяне на отрицателния темп на демографски прираст към 2030 г. и потреблението на електрическа енергия от домакинствата тогава би нараснало с 0.7%. След 2030 г. се прогнозира то да се увеличава с темпове между 3 и 5%, което се дължи на очакваното забавяне на прираста на цените на електроенергията за битови клиенти след 2035 г., умерения демографски прираст и икономически растеж при относително еднакъв нисък растеж на полезните жилищни площи. Приблизително еднаквият очакван прираст на цената на въглицата в периода 2020-2035 г. се свързва и със сравнително сходен принос от около 3 пр.п. в структурата на потреблението на електрическа енергия от домакинствата.

Прогнозата за електропотреблението в сектор „Селско горско и рибно стопанство“ е за запазване на равнищата му в границите между 215 и 218 ГВтч през 2020 г., 204-214 ГВтч през 2030 г. и 197-220 ГВтч през 2040 г., което се дължи на очаквания нисък растеж на брутната добавена стойност за целия период от 1% годишно при относително ниска чувствителност на консумацията на електрическа енергия от динамиката на нейните цени, които се допуска да са по-волатилни. Първоначално отрицателният, а впоследствие нисък прираст на заетите в сектора, който се залага, също е фактор за запазване на неговото потребление на електрическа енергия относително непроменено. Доверителният интервал на прогнозата между 169 и 262 ГВтч при 95% гаранционна вероятност също показва това.

Крайното потребление на електрическа енергия в сектор „Индустрия“ се прогнозира постепенно да намалява по минималния сценарий (9.04 ГВтч през 2020 г. до 8.5 ГВтч през 2040 г.) и да се запази приблизително еднакво около 9.2

ТВтч до 2035 г. по умерения сценарий, докато по максималния сценарий прогнозираме негово покачване от 9.3 ТВтч през 2020 г. до 10.5 ТВтч в края на прогнозния период.

Фигура 1А.51. Крайно електроенергийно потребление в сектор „Индустрия” (ГВтч)



Източник: БАН.

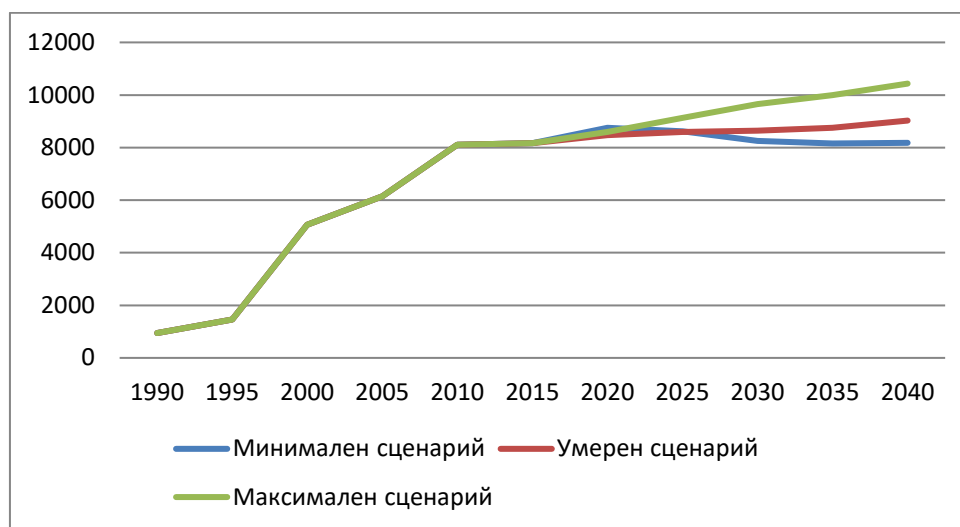
Доверителният интервал на прогнозата е между 7.9 и 10.7 ТВтч при 95% гаранционна вероятност. Умереното повишаване на електропотреблението в индустрията с около 2.5% до 2020 г. се дължи на очаквания общ спад на заетите лица в икономиката, както и на ниския отрицателен ефект от повишаването на цените на електроенергията за небитови клиенти (средно с около 2.5%). Именно очакваното повишаване на цените на електрическата енергия за промишлени нужди в следващите години при относително еднакви темпове на растеж на брутната добавена стойност в индустрията и ниския прираст на заетите в сектора водят до намаляване на електропотреблението в два от сценариите и растеж от около 2% в периода 2025-2035 г. според максималния сценарий. След 2035 г. ускоряването на растежа на брутната добавена стойност в сектора, съпътствано и от увеличаване на броя на заетите лица и забавяне на прираста на цените на електрическата енергия, са в основата на ускореното потребление на електричество за промишлени цели, което се прогнозира да нарасне с 3.4-4.2% към 2040 г. Приносът на растежа на инвестициите в сектора при относително еднакъв прогнозен лихвен процент по кредитите в страната е слабо отрицателен (-0.3%) и в известна степен се неутрализира от покачването на цените на природния газ, което се прогнозира да доведе до увеличаване на потреблението на електрическа енергия в сектора с около 0.6%.

Съгласно прогноза на Американската администрация за енергийна информация⁵⁵, потреблението на електрическа енергия в индустрията до 2040 г. се очаква да нараства с 0.8% годишно в страните-членки на ОИСР и с 1.6% на година в останалите страни. Съгласно прогнозата на БАН, потреблението на електроенергия в сектор „Индустрия” годишно би нараснало между 0.3% по умерения сценарий и 0.84% по максималния сценарий, което показва, че **предвижданията са за постигане на електроенергийна интензивност в индустриалния сектор, близка до тази в страните от ОИСР** при относително постоянни темпове на нарастване на брутната добавена стойност в сектора.

⁵⁵ U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2016.

Потреблението на електрическа енергия в сектор „Услуги“ се прогнозира да намалее само при минималния сценарий при допускане за слабо увеличаване на брутната добавена стойност, отрицателен темп на растеж на заетите в сектора, съществено увеличаване на цените на електрическата енергия и нисък растеж на търговските площи. В тази ситуация електроенергийната консумация при услугите би възлязла от 8.75 ТВтч през 2020 г. на 8.18 ТВтч през 2040 г. и почти би се изравнила с регистрираната през 2012 г. от 8.17 ТВтч. **Според умерения и максималния сценарии, потреблението на електрическа енергия в услугите би нараснало постепенно от приблизително 8.5 ТВтч през 2020 г. до 9 ТВтч през 2040 г. и от 8.6 до 10.4 ТВтч през 2040 г., като при 95% гаранционна вероятност се очаква електропотреблението в сферата на услугите да е между 6.2 и 13.2 ТВтч.**

Фигура 1А.52. Крайно електроенергийно потребление в сектор „Услуги“ (ГВтч)



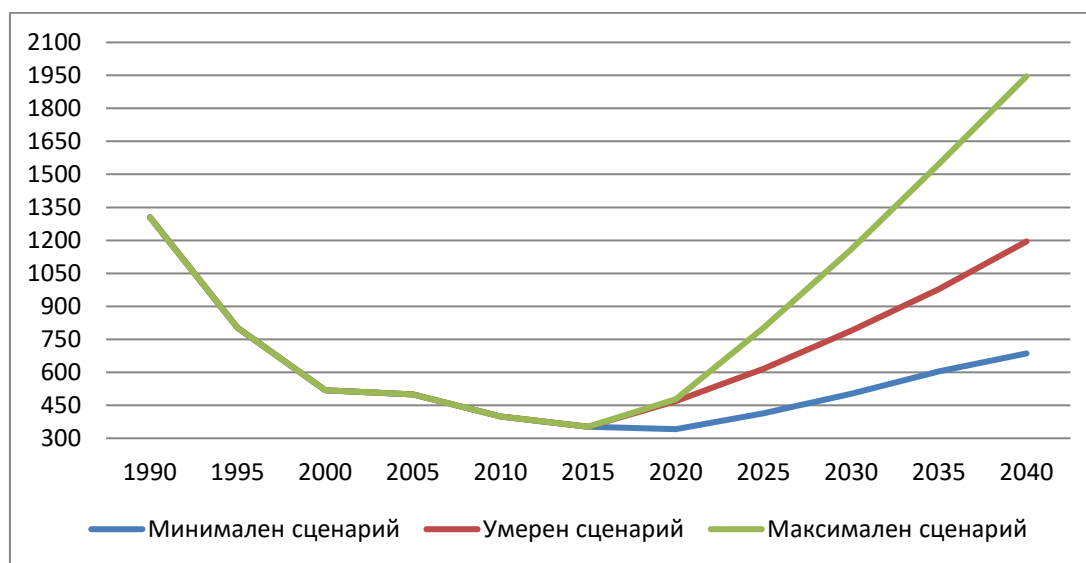
Източник: БАН.

Това основно се дължи на допусканията за ускоряване на растежа на брутната добавена стойност на сектора до 2030 г., както и нарастването на броя на заетите лица в него при първоначален висок растеж на разгърнатата площ на административните и други сгради. Впоследствие след 2030 г. факторите, които оказват ефект на понижаване на консумираната електроенергия в услугите, са забавянето на растежа на цените на електрическата енергия и ниският отрицателен ефект от очакваните по-ниски темпове на инвестиране в сектора, както и натрупаната инерция от предходните години за електроенергийна ефективност на сградния фонд. Ефектът от лихвения процент върху потреблението на електроенергия при услугите е много нисък и намалява темпа на растеж на електроенергийната консумация в сектора с около 0.6% за целия период.

Електропотреблението в транспорта до голяма степен се очаква да зависи от развитието на електромобилния сектор, като без неговото отчитане прогнозите са то да варира между 269 ГВтч през 2020 г. и 1.1 ТВтч през 2040 г., а с отчитане на прогнозния дял на електротранспорта тези стойности се повишават съответно до 341 ГВтч и 1.9 ТВтч при доверителен интервал между 320 ГВтч и 2.3 ТВтч с 95% гаранционна вероятност. Независимо от това обаче през целия прогнозен период се наблюдава увеличаване на консумацията на електрическа енергия в транспорта, което се дължи на прогнозираното ускоряване на брутната добавена стойност и постепенното нарастване на заетите в сектора. Фактори, които оказват понижаващ ефект на използваната електроенергия в сектора, са относително високите цени на

електрическата енергия до 2030 г., а особено до 2020 г. по-високият темп на нарастване на цените на петрола, все още високите субсидии от правителството за БДЖ и очакваното намаляване на извършената работа от железопътния транспорт. В следващите години до 2040 г. прогнозата се основава на относително сходен темп на изменение на цената на петрола и ниско нарастване на правителствените субсидии за жп транспорта, което, съчетано и с намаляването на прираста на цените на електрическа енергия, съдейства за ускоряване на потреблението ѝ в транспортния сектор. След 2025 г. прогнозите са използваната електроенергия от електромобилите да възлиза между 30% в минималния и 50% в максималния сценарий от общото потребление на електричество в транспортния сектор.

Фигура 1А.53. Крайно електроенергийно потребление в сектор „Транспорт” (ГВтч)



Източник: БАН.

Използвана литература

1. Агенция за устойчиво енергийно развитие (2012), Политики и мерки по енергийна ефективност в България.
2. Българска асоциация на металургичната индустрия, Българската металургия през 2011 г.
3. Българската минно-геоложка камара, Годишен доклад за развитието на минерално-суровинната индустрия, 2015 г.
4. Костов, И. (2014), Прогноза на електроенергийния баланс на Р. България, Нов български университет.
5. Костов, И. (2014), Доклад „Дългосрочно прогнозиране на електропотреблението в България“.
6. Министерство на икономиката, енергетиката и туризма, Проект на Национална програма за стабилизиране и развитие на топлофикационния сектор на Р. България до 2020 г.
7. Министерство на транспорта, информационните технологии съобщенията, Стратегия за развитие на железопътния транспорт в Република България и план за оздравяване и развитие на групата на „Холдинг Български държавни железници” ЕАД за периода 2015-2022 г.
8. Национална рамка за развитие на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор.
9. Прогноза на Индустиален клъстер „Електромобили”.
10. Прогноза на Националната браншова организация за електрическа мобилност – ИКЕМ.
11. Пътна карта за постигане на единно европейско транспортно пространство към Конкурентноспособна транспортна система с ефективно използване на ресурсите.

12. Съобщение на Комисията до Европейския Парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и комитета на регионите „Интегрирана индустриална политика за ерата на глобализацията. Извеждане на преден план на конкурентоспособността и устойчивото развитие от 28.10.2010 г.“.
13. Съобщение на Комисията до Европейския Парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и комитета на регионите „По-силна европейска промишленост за растеж и възстановяване на икономиката“ от 10.10.2012 г.
14. Съобщение на Комисията до Европейския Парламент, Съвета, Европейския икономически и социален комитет и Комитета на регионите „За възраждане на европейската промишленост“ от 22.01.2014 г.
15. Aman, S., H. W. Ping, M. Mubin (2011), Modelling and forecasting electricity consumption of Malaysian large steel mills, Department of Electrical Engineering, University of Malaya.
16. Assessment of Energex's energy consumption and system demand forecasting procedures, Review of demand and energy forecasting methodologies, Frontier Economics, July 2014.
17. Australia National Electricity Forecasting Report, June 2015.
18. Bharadwaj, A., M. Mehra (2001), Forecasting for Electricity: the Indian Experience, Regulation in Infrastructure Services: Progress and the Way Forward, TERI.
19. Bianco, V., O. Manca, S. Nardini (2009), Electricity Consumption forecasting in Italy using linear regression models, Seconda Universita degli Studi di Napoli.
20. Bloomberg (2017), Electric Vehicle Outlook.
21. Campillo, J., F. Wallin, D. Torstensson, I. Vassileva (2012), Energy demand model design for forecasting electricity consumption and stimulating demand response scenarios in Sweden, International Conference on Applied Energy, China.
22. E-HIGHWAY 2050 Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050, D 3.1. Technology assessment from 2030 to 2050, Project co-funded by the European Commission within the Seventh Framework Programme, 2013.
23. European Commission, PRIMES model 2013-2014, Detailed model description.
24. European Court of Auditors (2015), Improving the security of energy supply by developing the internal energy market: more efforts needed.
25. Harris, J.L., L. Lon-Mu (1993), Dynamic Structural analysis and forecasting of residential electricity consumption, International Journal Forecast.
26. Holloway, J.P., P. Mokilane, S. Makhanya, T. Magadla, R. Koen (2016), Forecasts for electricity demand in South Africa (2014-2050) using the CSIR regression model.
27. Hostick, D., D. Belzer, S. Hadley, T. Markel, C. Marnay, M. Kintner-Meyer (2014), Projecting Electricity Demand in 2050, US Department of Energy.
28. Hyndman, R., S. Fan (2015), Monash Electricity Forecasting Model, Business and Economic Forecasting Unit.
29. Gotham, D. (2007), Energy Forecasting Methods, Energy Center Purdue University.
30. Greenpeace (2012), How Clean is Your Cloud?.
31. Guidelines for constructing visions 2&4, ENTSO-E System Development Committee, Working Group System Adequacy and Market Modelling, Subgroup Coordination Team 2 on EU 2020 Scenario.
32. International Energy Agency, World Energy Outlook 2016.
33. Malla, S., G. Timilsina (2016), Long-Term Energy Demand Forecasting in Romania, Development Research Group, Environment and Energy Team, WPS7697.
34. Mohamed, Z., P. Bodger (2004), Forecasting Electricity Consumption: A Comparison of Models for New Zealand, University of Canterbury.
35. National Institute of Economic and Industry Research, Electricity forecasts for the Essential Energy distribution in New South Wales to 2021-22, Australia, September 2013.
36. Phillips, T., M. Velastegui, D. Gotham, L. Lu, P. Preckel, F. Wu, D. Mize (2015), Indiana Electricity Projections: The 2015 Forecast.
37. Winter, G., B. Gonzalez, A. Pulido, B. Galvan, M. Maarouf (2015), Predictions of electricity demand, including data of the present economic and financial crisis. Application to the Canary Islands.
38. World Bank Commodities Price Forecast (26 April 2017).
39. Xu, X. (2014), China Energy Outlook 2020, Institute of World Economics and Politics, Chinese Academy of Social Sciences.
40. U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2016.

ДЕЙНОСТ II. „АНАЛИЗ НА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР, ОБХВАЩАЩ АНАЛИЗИ ЗА ОЧАКВАНО ЕЛЕКТРОПРОИЗВОДСТВО ДО 2040 Г. И ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО С МИНИМАЛНИ РАЗХОДИ”

1. Увод към обхвата на Дейност II

В съответствие с методиката за работа по проекта, представена във Въстъпителния доклад, в обхвата на Дейност II са включени следните поддейности:

Поддейност 2.1. „Инвентаризиране на наличните електрогенериращи мощности”

Поддейност 2.2. „Анализ на структурните разрези на електрогенериращите мощности”

Поддейност 2.3. „Оценка на сигурността на електроенергийната система за 2030 г. с отчитане на технологичните режими на производството и необходимите допълнителни услуги”

Поддейност 2.4. „Перспективни технологии за производство и потребление на електроенергията”

Поддейност 2.5. „Електроенергиен и мощностен баланс с хоризонт до 2040 г.”

Поддейност 2.6. „Обсъждане на необходимостта от нови мощности, включително на пазарен принцип, съпътстваща инфраструктура и ценови тенденции”

Поддейност 2.7. „Оценка на риска на сценариите”

Дейност II по проекта обобщава резултатите от анализите и оценките на потенциала на съществуващите електрогенериращи мощности да изпълняват функциите си в хоризонта до 2040 г., представя анализа на структурните разрези на електрогенериращите мощности и дава прогнози за електроенергиен и мощностен баланс с хоризонт до 2040 г.

Представените резултати отчитат резултатите от Дейности I, IA и III по проекта, като се опират на анализите и прогнозите за крайно потребление на електроенергия и за търсенето и предлагането на електрическа енергия на регионалния пазар. Резултатите от Дейност II служат като входна информация за следващите Дейности V, VI и VII.

Проведените анализи позволяват да се направят оценки на външните влияния върху бъдещата работа на централите, породени от основни политики на ЕС – **либерализация на пазара, висока конкуренция при доставките на електрическа енергия и повишаващите се изисквания, свързани основно с екологични въпроси и въпроси на безопасността.**

Анализът отразява спецификата на националните електрогенериращи мощности, която е породена от въведените преференциални условия за работа на някои централи, както и предстоящото им отпадане в периода след 2024 до 2032 г. Съществено предизвикателство за прогнозата е отчитането на необходимите инвестиции за основни съществуващи централи, които биха им позволили да продължат своята работа в съответствие с повишаващите се изисквания за безопасност и опазване на околната среда. В тази връзка се разглеждат различни сценарии за развитие при прогнозиране на електроенергийния баланс.

Основно предизвикателство при обосноваване на прогнозите е нововъзникналото обстоятелство с одобряване на Референтен документ – заключения за най-добри налични техники за големи горивни инсталации (LCP BREF), приет с решение на Европейската комисия от 31.07.2017 г.⁵⁶. Така сега е в ход процедура, при която българските топло-електрически централи трябва да изготвят необходимата документация и да кандидатстват за получаване на дерогация, съгласно чл.15(4) от Директива 2010/75/ЕС, за възможно най-дълъг период. В този смисъл анализите в проекта имат предварителен характер и очертават някои крайни сценарии на развитието, но се предполага, че след приключване на посочената процедура за всяка отделна инсталация, ще се предприемат стъпки за актуализация на настоящите оценки.

Тъй като ефектите от съществените въздействия върху националния комплекс от електрогенериращи мощности ще се проявят в пълнота в следващите 10 години, в центъра на анализа на съответствието на сега действащите електрогенериращи мощности за задоволяване на вътрешното търсене се поставя периода към 2030 г., като оценката за прогнозното състояние на мощностния баланс към 2040 г. се използва за оценка на устойчивостта на допусканията.

При обсъждане на нужда от допълнителни мощности за задоволяване на вътрешното търсене се разглежда приоритетно постигането на по-високи национални цели за дял на ВЕИ към 2030 г., както и плановете за развитие на **проекти със системна значимост**. Отстояването на пазарните позиции при износа на електрическа енергия се обсъжда през призмата на конкурентоспособността и наличните пазарни възможности за реализация на инвестиционни проекти у нас и в региона.

При обсъждането на различните сценарии за развитие и съпоставката с прогнозите за пазарната среда в региона се търсят отговори на следните въпроси:

Възможно ли е осигуряване на вътрешното потребление на електрическа енергия от собствени енергоизточници – съществуващи или нови?

Могат ли мощностите на местни въглища да бъдат конкурентни в рамките на регионален пазар при неговото развитие?

Необходима ли е подкрепа за изграждане на нови ВЕИ и постигане на по-висок дял от тях в електроенергийния баланс през следващите години?

В анализа се търси националното решение, базирано на икономическата логика и пазарната конкуренция. В тази връзка е съществено да се отбележи, че електроенергийният сектор е в процес на фундаментална промяна в съответствие с изискванията на Третия и Четвъртия енергиен либерализационен пакет, което в средносрочна перспектива ще допринесе до 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.

Дългосрочното виждане за развитие на електроенергийния пазар включва постепенно премахване на регулираните цени при производството и постигане на пълна либерализация. Либерализацията на електроенергийния пазар поставя в различна светлина въпросите за обосноваване (гарантиране) на инвестициите за нови електрически централи или реализация на мащабни модернизации за съществуващи

⁵⁶ Решение за изпълнение (ЕС) 2017/1442 на Комисията от 31 юли 2017 г. за формулиране на заключения за най-добри налични техники (НДНТ) за големи горивни инсталации съгласно Директива 2010/75/ЕС на Европейския парламент и на Съвета, С(2017) 5225).

централи. Работата в условията на либерализиран електроенергиен пазар предполага и промяна на модела на работа на групата предприятия в рамките на „БЕХ“ ЕАД, така че да се осигури тяхната конкурентоспособност в условията на повишаваща се конкуренция на националния и регионалния пазар в следствие на регионалната интеграция към 2021 г. За нуждите на настоящия анализ се допуска, че към 2021 г. „НЕК“ ЕАД, ще бъде освободен от законово вменената роля на единствен купувач и обществен доставчик на електрическа енергия. Дотогава трябва да е решен и въпросът за покриване на финансовите дефицити в електроенергийната система.

Отчита се навлизането на нови изисквания при планиране на нови мощности или реализация на мащабни програми за модернизация, при които има необходимост от държавна подкрепа. На преден план се поставят правилата 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.

Основен ангажимент на Държавата е гарантиране на устойчива регулаторна рамка за реализация на дългосрочни инвестиционни планове за развитие на съществуващите енергийни 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 и намаляване на енергийната зависимост. Оптималното съчетание на национално разположени източници на електрическа енергия позволява ефективното управление при увеличаване дяла на мощностите с непостоянен характер, които са силно зависими от променливите метеорологични условия и водят до увеличаване на разходите за допълнителни услуги. Наличието на местни източници на енергия също ограничава уязвимостта на националната система в екстремни ситуации и не допуска прекомерна зависимост от внос.

Представянето на взаимовръзките между доминиращи фактори за промяна при производството на електрическа енергия и тяхното отражение чрез обсъждане на различни сценарии цели предоставяне на обоснована информация за бъдещо планиране в сектор енергетика.

Методологията за анализ на състоянието и прогнози за развитие на електроенергийния сектор с хоризонт 2040 г. следва рамката, описана във Встъпителния доклад по проекта, и включва следните стъпки:

1.1. Инвентаризиране на наличните електрогенериращи мощности

Прави се преглед на характеристиките и техническите показатели на основни централи и групи централи, въз основа на който се извеждат допускания за хоризонта на работа на съществуващите мощности. При този анализ се обсъждат различните допускания за срокове на работа в зависимост от технически ресурс, обосновани експлоатационни срокове и срокове на договори за преференциални условия на работа.

Изследвани са технически характеристики и проблеми на генериращите мощности:

- възможно производство на електроенергия през изследвания период;
- специфични проблеми на производствения цикъл;
- пазарен сегмент и предоставяни услуги;

- необходимост от инвестиции за рехабилитиране и модернизиране;
- прогнози за извеждане от експлоатация на генериращи мощности.

В резултат се извежда обобщение за състоянието на електрогенериращите мощности и предизвикателствата пред тяхната работа в системата с хоризонт 2040 г.

1.2 Анализ на структурните разрези на електрогенериращите мощности

Задачата на стратегическото планиране включва два допълващи се анализа:

- 1.2.1. Мощностен баланс и анализ на резерва за осигуряване на вътрешното търсене, при отчитане на необходимите маневрени характеристики и сезонните особености на търсенето на електрическа енергия и нейното производство с хоризонт 2040 г.*
- 1.2.2. Оценка на сигурността на електроенергийната система, с акцент върху 2030 г., и с отчитане на технологичните режими на производството и необходимите допълнителни услуги.*

За нуждите на дългосрочното стратегическо планиране се използват оценки за годишното потребление на електрическа енергия, отчитат се също и сезонните профили. Като изходни данни са използвани показателят Нетно вътрешно потребление за 2016 г. по данни на НСИ и прогнозите за Крайното потребление, разработени в рамките на Дейност I.

За получаване на прогнозното нетно вътрешно потребление, 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.

Анализът на исторически данни за потреблението у нас в периода 2001-2016 г. показва ясно изразен ръст на консумацията в летните месеци, поради навлизане на системите за климатизация, което е отразено в анализа на сезонния характер при генерацията и потреблението. Други особености със сезонен характер, които са отчетени в анализа, са периодите на ниско потребление (обикновено през пролетта), както и пиковите на потребление през студените периоди на зимните месеци. Тези режими се обсъждат през призмата на достатъчност на резерва за регулиране.

В рамките на анализа на годишните профили до 2040 г. се обсъжда изменението на баланса на мощностите с оглед на вече установените особености на ЕЕС – достатъчен резерв за регулиране в положителна посока (резерв „Нагоре“) и периоди на пълно изчерпване на регулиращия резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

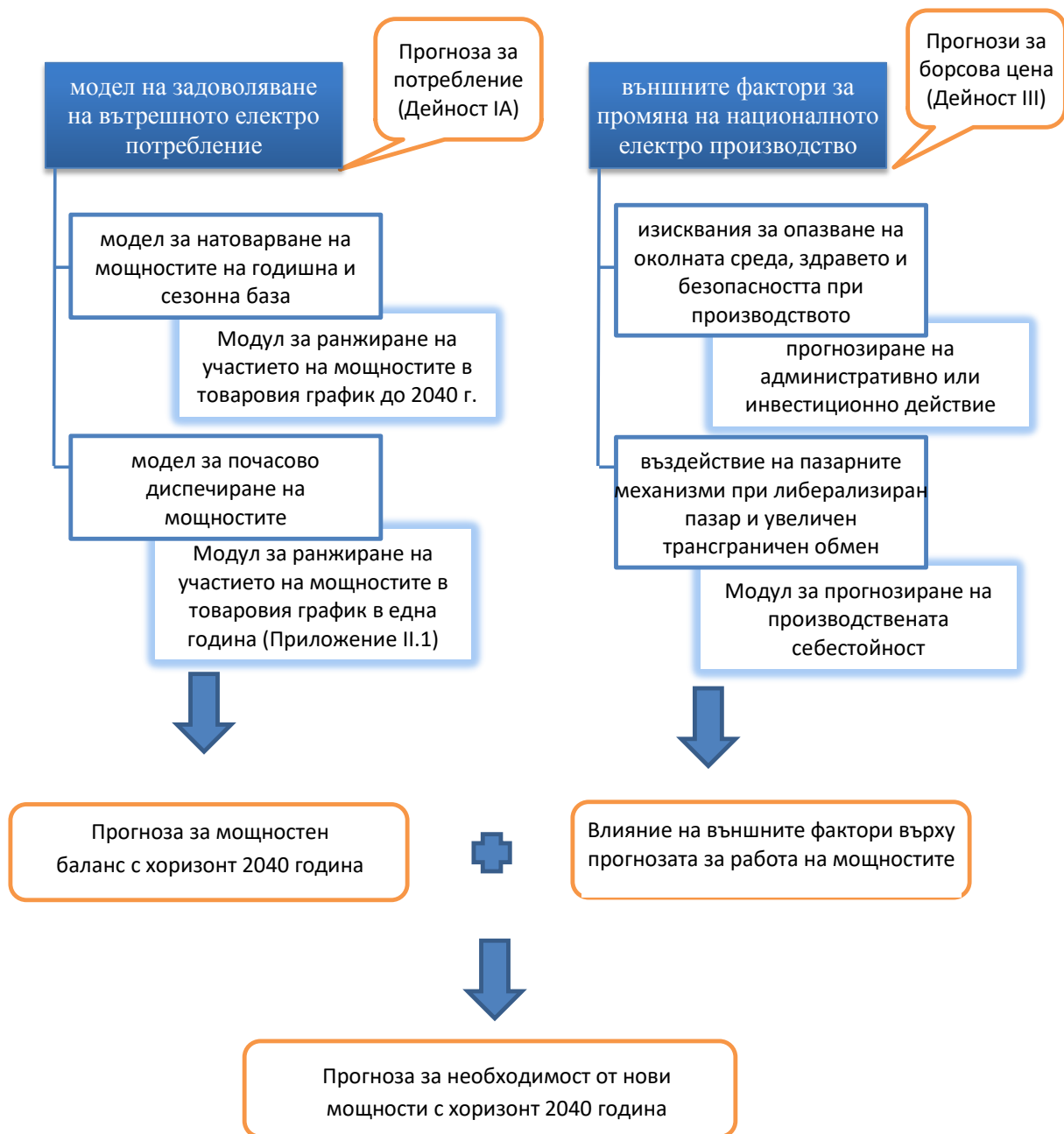
През периода 2010-2014 г. увеличеният дял на ВтЕЦ доведе до нарастване на колебанията на активната мощност в системата в часови разрез, а с нарастване на дела на ФЕЦ същото се отрази в денонощен разрез. Натрупаният опит с прогнозиране на производството, но и при разширяване на възможностите за системно балансиране, се отразява положително върху необходимия размер на резервите за вторично и третично регулиране. Тези фактори са отчетени на общо системно ниво и са детайлизирани в моделиране на денонощния профил на производство и потребление за 2030 г. за нуждите на прогнозирането.

За моделиране на участието на основните централи и групи централи в производствения микс по години и в рамките на годината се отчитат техническите им и

производствени характеристики, а в следващата част на доклада са отчетени и ценовите им показатели.

Анализът се провежда при предпоставката, че ВЕИ (в т.ч. ВЕЦ) и ко-генерационните централи работят в режим на приоритетни мощности, АЕЦ работи при условията на технологични ограничения и при условията на най-добри ценови предложения за базова енергия, а два ТЕЦ работят при условията за гарантирано заплащане на разходите. При тези условия една група ТЕЦ на местни въглища играе ролята на допълваща мощност до нивото на търсене на вътрешния пазар при моделирането на структурните разрези. За илюстрация на обхвата на анализа, на Фигура II.1 е представен подхода за моделиране и анализ на участието на електрогенериращите мощности за задоволяване на вътрешното търсене и прогноза за тяхната конкурентноспособност.

Фигура II.1. Обща рамка на подхода



Фигура II.2. Специализирани модули



В настоящия анализ термина „допълваща мощност“ се използва при моделиране на работата на централите за вътрешен пазар до изчерпване на търсенето за съответния месец. Това допускане позволява да се оцени възможността и условията, при които се задоволява вътрешното търсене и при които националните централи могат да го осигурят. Поради това, че системата ни е нетен износител, това допускане не променя изводите и при наличието на консумация от внос. В рамките на анализа допълващи мощности са кондензационни ТЕЦ. Изводите от анализа по-долу показват, че

допълващите мощности предоставят основно системни услуги за регулиране и частично осигуряват производство като подвърхова или базова генерация.

Анализът е разработен със стъпка от 5 години след 2020 г., като е търсено онагледяване на потенциала за годишно производство от различните групи централи, както и участието на мощностите в зависимост от сезонния характер на потреблението.

С оглед на общите индикативни цели на ЕС до 2030 г. и подписаното Парижко споразумение е анализирано участие на нови ВЕИ мощности и достигане на дял от 27% от крайната консумация на електрическа енергия към 2030 г. Поради това, че общите цели по пакета климат и енергия могат да се постигнат и чрез други мерки, в доклада е обсъдена и алтернатива с нисък ръст на ВЕИ, при който към 2030 г. техният дял е между 20 и 22%, в зависимост от крайното потребление. Това допускане позволява анализ на капацитетите и ефекта от тяхното участие в мощностния баланс. Успоредно с това основната динамика в структурните съчетания се внася от извеждане на някои мощности на въглища, но и от извеждане на стари ВЕИ мощности от експлоатация в рамките на хоризонта на прогнозиране.

В анализа е допуснато, че водните централи ще запазят своето производство в хоризонта до 2040 г. и след това, като е предвидено увеличение на производствените капацитети на ПАВЕЦ и нови ВЕЦ.

Поради голямото значение на топлофикационните централи на местно ниво и продължаващата политика на ЕС в подкрепа на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, в оценките се запазва делът на производството на електрическа енергия от ко-генерациите, въпреки че сега голяма част от тях трябва да предприемат трудни стъпки за постигане на съответствие с повишените екологични изисквания. В допълнение е направено допускането, че след 2020 г. всички ко-генерации ще преминават на работа на природен газ по екологични съображения, но и поради продължаване на политиката за подкрепа на централизираното топлоснабдяване.

1.3. Обсъждане на перспективни технологии за производство на електроенергия

Необходимостта от обсъждане на перспективните технологии за производство на електрическа енергия възниква при излизане на генериращи мощности от експлоатация и при необходимост от задоволяване на по-високо търсене в бъдеще.

Прогнозите за постепенно повишаване на потреблението на електрическа енергия в страната са изведени в рамките на Дейност IА по проекта.

В оценките на съществуващите мощности са посочени допусканията за извеждане на мощности, поради изтичане на технически ресурс или експлоатационни срокове. Съществена неопределеност при оценките за настъпване на условия за извеждане на мощности предизвикват новите изисквания за екологични норми, както и отчитането на влиянието на пазарните фактори.

В рамките на Дейност II са обсъдени перспективни технологии за производство на електроенергия, които при необходимост биха попълнили нуждите на мощностния баланс на страната. При избора на алтернативи за въвеждане на нови мощности с преимущество са разгледани тези, които могат да се реализират на пазарен принцип и тези, които имат пряка връзка с устойчиви политики в сектора.

В рамките на проучванията на тенденциите и оценките на перспективни технологии, основно внимание е отделено на изграждането на нови ВЕИ централи, както беше споменато. Поради стремителното развитие на голям кръг технологии, изложените оценки за въвеждане на нови ВЕИ централи у нас се основава както на литературни данни от последната година, така и на осъществено допитване до водещи неправителствени организации в сектора на възобновяемата енергия със съдействието на Централна лаборатория по слънчева енергия и нови енергийни източници – БАН[18].

Перспективите за развитие на системи за съхранение на енергия са анализирани детайлно в доклад на Институт по електрохимия и енергийни системи – БАН [19].

Обзор на технологиите за добиване на биогаз от органични отпадъци е изготвен от Институт по инженерна химия – БАН [20], вкл. с представяне на оценка на отпадащите количества активни утайки, оборски и др. тор, растителна биомаса и пр. годни за добиването на биогаз и неговия дял в енергийния баланс на страната. В допълнение са посочени направленията, в които научният потенциал у нас може да подпомогне решаването на текущи задачи на електропроизводството.

1.4. Съставяне на електроенергиен и мощностен баланс с хоризонт до 2040 г.

Анализите и резултатите от моделиране на балансите и покриване на часовия график са обобщени в рамките на разработването на електроенергиен и мощностен баланс до 2040 г.

Стъпвайки на детайлните оценки на структурните разрези и оценките за участието на съществуващите мощности в покриването на вътрешното потребление на база на техните технологични особености, в тази част е отразено влиянието на икономическите им показатели и прогноза за работа при пазарни условия.

В рамките на Дейност III от проекта е изготвен задълбочен анализ и прогноза за равнищата на борсовите цени у нас и в региона, който е основан на пазарните принципи на търсенето и предлагането. Този анализ е отчетен и в Дейност II, като в тази част е направена оценка на икономическите показатели на основните централи у нас с цел сравнение с прогнозираните пазарни интервали на движение на цените. Тази оценка е отнесена към разглежданите централи и групи централи, за които е представена информация за ценообразуващите елементи и калкулации за определяне на доверителна оценка за производствена себестойност. Оценката се базира на данни за отделни производители и се използва за формиране на условна производствена себестойност на електрическата енергия за вътрешен пазар.

Направена е втора оценка на производствените показатели на база на счетоводните отчети на основните дружества. Тази оценка е използвана за контрол на оценките, получени по метода на анализ на производствените разходи.

От икономическите параметри, които се отчитат при формиране на отделните елементи на прогнозната производствена себестойност, основно внимание е отделено на разходите за CO₂ емисии и на инвестиционните разходи.

Тъй като наскоро бяха гласувани нови норми за нива на емисиите в димните газове на ТЕЦ, за постигането на които потенциално ще са необходими нови разходи, и които тепърва ще бъдат обект на оценка от операторите, в прогнозите са отразени предварителни данни за базови централи, но се очаква оценките да бъдат актуализирани в бъдеще.

1.5. Обсъждане на необходимостта от нови мощности, включително на пазарен принцип, съпътстваща инфраструктура и ценови тенденции

Обсъждането на необходимостта от нови мощности е направено текущо при провеждането на различните анализи, като са посочвани допусканията и сценариите, при които възниква нуждата от нови мощности.

Изхожда се от предпоставката, че текущите анализи очертават потенциалната необходимост и характеристики на нови мощности за задоволяване на вътрешното търсене, но фактическо инициране на такива проекти може да бъде основано или на чисто пазарна реализация на инвестиционна инициатива или на база на инициатива на системен пазарен участник, за решаване на конкретни системни нужди.

1.6. Оценка на риска на сценариите за развитие на електрогенериращите мощности

Основните рискове, свързани с развитието на електрогенериращите мощности у нас, са свързани с условията, при които се осъществяват основните политики на ниво Европейски съюз, приложени в конкретните планове в сектор енергетика у нас.

Оценката на рисковете следва обсъждането на възможните сценарии за развитие и неопределеностите от административен, организационен, технически или икономически характер.

2. Инвентаризиране на наличните електрогенериращи мощности

Прегледът и оценката на състоянието на електрогенериращи мощности у нас е извършен на база на техническите данни за основните енергийни обекти и на оценка на основните предизвикателства пред тях – пазарната конкуренция и повишаващите се изисквания, свързани основно с екологични въпроси и въпроси на безопасността. Анализите са насочени към следните групи обекти:

- кондензационни и топлофикационни ТЕЦ;
- АЕЦ;
- хидроцентрали;
- общо ВЕИ.

Изследвани са следните характеристики на тези групи обекти:

- производствени програми, в т.ч.:
 - инсталирани капацитети;
 - определяне на средногодишно производство;
 - специфични въпроси за производствения цикъл;
- бизнес планиране, в т.ч.:
 - прогнозно годишно производство за периода на стратегическото планиране;
 - пазарен сегмент и услуги;
- инвестиционно планиране и промени на мощностите, в т.ч.:
 - инвестиции за рехабилитация и модернизация на съществуващи мощности;

- инвестиции за промяна на инсталираните мощности;
- планирано извеждане от експлоатация на мощности.

Анализите на основни централи и групи централи са изведени в Приложение II.2, като изводите за тяхното текущо състояние са изведени по-долу.

Прегледът на електрогенериращите мощности у нас е направен, като е отчетен приносът им в задоволяване на вътрешното търсене. Произведената електроенергия от наличните електрогенериращи мощности през 2016 г. е разпределена между основните централи и групи централи както следва: 36.9% – от АЕЦ, 38.5% – от ТЕЦ, 11.3% – от ВЕЦ, 1.1% – заводски ТЕЦ, 4.8% – топлофикационни ТЕЦ, 3.4% – вятърни ЕЦ, 3.4% – соларни ЕЦ и <1% – био ЕЦ.

Поради доминиращото значение на някои централи, анализът прави разлика между тези с високо годишно производство и останалите, които са групирани и анализирани на базата на обобщени данни (вж. Таблица II.1). В Приложение II.2 са представени подробни данни за техническите характеристики и техническия ресурс на енергийните съоръжения, но с оглед на задачата за стратегическо планиране в Таблица II.2 са посочени текущите условия, при които се планира експлоатационния живот на централите.

Таблица II.1. Списък на ключови енергийни обекти и групи енергийни мощности

Централа/ Група централи	Инст. мощност, MW	Продадена ел. енергия 2016 GWh ел.	Собственост	Режими на работа	Гориво
Общо системни данни	11700	46700	-	За вътрешно потребление и осигурена възможност за износ 8 ÷ 10 TWh	-
АЕЦ Козлодуй	2080	14933	БЕХ/държавна	Базов режим с възможност за планирано разтоварване на 70% от инст. Мощност	уран
ТЕЦ МарицаИзток2	1610	7037	БЕХ/държавна	Студен резерв, базова компонента и покриване на профила на товара в денонощен и месечен разрез	въглища
ТЕЦ МарицаИзток3	908	3606	смесена: частна (73%) държавна (27%)	Базова компонента и покриване на профила на товара в денонощен и месечен разрез	въглища
ТЕЦ МарицаИзток1	686	2900	Частна	Базова компонента и покриване на профила на товара в денонощен и месечен разрез	въглища
ТЕЦ Бобов дол	570	1963	Частна	Студен резерв и покриване на профила на товара в денонощен и месечен разрез	въглища
Други ТЕЦ	230	55	Частна	Студен резерв и топлоснабдяване	въглища
ВЕЦ на „НЕК“ ЕАД	2750	3063	БЕХ/държавна	Основно с изравнители и ПАВЕЦ, системно регулиране	ВЕИ
ВЕЦ извън	428	1487	Частна	Променлив със седмично и	ВЕИ

„НЕК“ ЕАД, т.ч.				месечно прогнозиране	
ВЕЦ над 10 MW, т.ч.	160	626	Частна	Основно с изравнители, работят на свободен пазар	ВЕИ
ВЕЦ Пасарел	31	55	Частна	С изравнител, работи на свободен пазар	ВЕИ
ВЕЦ под 10 MW	268	861	Частна	Основно на течаща вода, задължително изкупуване по прогноза до изчерпване на квотата	ВЕИ
ТЕЦ Заводски, в т.ч.	848	419	Частна	задължително изкупуване по прогноза ⁵⁷	въгл/газ
ТЕЦ Брикел	240(135) ⁵⁸	387	Частна	Комбинирана с 1000 MW,т	въглища
ТЕЦ Девен	125	155	Частна	Комбинирана с 700 MW,т	въглища
ТЕЦ Топлофикация, в.т.ч	760	1948	Частна	задължително изкупуване по прогноза	върл/газ
ТЕЦ София	198	653	община	Комбинирана с 3900 MW,т	газ
ТЕЦ Русе	120	212	Частна	Комбинирана с 220 MW,т	въглища
ТЕЦ Пловдив	105	298	Частна	Комбинирана с 360 MW,т	газ
ТЕЦ Перник	105	161	Частна	Комбинирана с 460 MW,т	въглища
Група ВтеЦ, в т.ч.	700	1390	Частна	Задължително изкупуване и балансиране до изчерпване на квотата ⁵⁹	ВЕИ
ВтеЦ Св.Никола	156	325	Частна	Работи от 2010, продава 7% на свободен пазар	ВЕИ
ВтеЦ Суворово	60	118	Частна	Работи от 2012, продава 7% на свободен пазар	ВЕИ
Група ФЕЦ, в т.ч.	1040	1340	Частна	Задължително изкупуване и балансиране до изчерпване на квотата	ВЕИ
ФЕЦ Караджалово	50	84	Частна	Работи от 2012, продава 10% на свободен пазар	ВЕИ
ФЕЦ Победа	50	66	Частна	Работи от 2012, продава 10% на свободен пазар	ВЕИ
Група БиоЕЦ	66	280	Частна	задължително изкупуване по прогноза	ВЕИ

Източник: БАН по данни от ЕСО, НЕК и МЕ.

Представените оценки за ключови събития не изключват възможността за потвърждаване на нови, по-дълги срокове за експлоатация на ВЕИ или въглищни централи. За топлоелектрическите централи това е свързано с периодичните прегледи по процедурите за безразрушителен контрол (NDT Program) и препоръките на

⁵⁷ „Прогноза“ се използва за краткост при указване на необходимостта т.н. приоритетни централи да предоставят прогнозни графици за производството си в ЕСО/ЕРП.

⁵⁸ Ограничение по комплексно разрешително.

⁵⁹ „Квота“ се използва за краткост при указване на „нетно специфично производство“ (НСП).

независими и контролни органи за въвеждане на допълнителни мерки. Поради пряката връзка между планирането на капиталовите ремонти и процедурите за безразрушителен контрол и часовете на работа на всеки енергиен блок и броя на циклите на натоварване, прогнозите за експлоатационен живот са различни в различните източници на информация, което е отразено чрез развитие на различни сценарии за наличие на мощности в годините.

От Таблица II.2 може да се направи заключението, че работата на електрогенериращите мощности в рамките на хоризонта на планиране е свързана с управление на рисковете за предсрочно прекратяване на работата на мощностите. В този смисъл настоящите оценки съдържат 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, поради зависимост от външни фактори, породени от засилващи се изисквания за повишена безопасност, опазване на здравето и екологични изисквания.

Таблица II.2. Календар на ключовите събития в енергийния сектор до 2040 г.

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 МИ2	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 МИ3	Договор до 2024 г., планиран експлоатационен срок до 2034 г. Възникнали задължения ⁶⁰ 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. ⁶¹
ТЕЦ МИ1	Договор до 2027 г., ресурсна възможност за продължаване на работата след 2050 г.	Необходимост от включване в дерогационен режим.

⁶⁰ Към датата на издаване на доклада не е получена информация за рехабилитация/модернизация/планиран експлоатационен срок на централата.

⁶¹ Съгласно наредбата за лицензиране на КЕВР, лицензиантите представят в КЕВР петгодишни бизнес планове, които могат да служат като индикатор за бъдещите намерения на частните дружества.

	Възникнала необходимост ⁶² от анализ за нуждата от екологични подобрения по Директива 2010/75/ЕС.	Решение за управление на активите на централата след изтичане на договора може да се очаква след 2022 г.
ВЕЦ на „НЕК“ ЕАД	Реализирана рехабилитация в периода 2006-2014 г., която осигурява хоризонт на работа след 2040 г.	Плановете за нови мощности са необходими от системна гледна точка, но изискват държавна подкрепа.
ТЕЦ Бобов дол	Възникнали задължения ⁶³ за ограничения по Директива 2010/75/ЕС.	Необходимост от включване в дерогационен режим. Необходимост от актуализация на бизнес план.
ТЕЦ Заводски	Възникнали задължения ⁶⁴ 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 ⁶⁵ 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 ел. енергия около 2025 г.	Необходими мерки за достигане до националните цели.
Група ФЕЦ	Изтичащи договори за преференциално изкупуване на ел. енергия около 2032 г.	Необходими мерки за достигане до националните цели.
Група БиоЕЦ	Изтичащи договори за преференциално изкупуване на ел. енергия около 2030 г.	Потенциал за реализация на нови мощности, но изисква държавна подкрепа.

Източник: БАН по данни от КЕВРи МЕ.

Както споменахме, съществено влияние върху настоящия анализ оказва гласуваното 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.

⁶² Към датата на издаване на доклада не е получена информация за рехабилитация/модернизация/планиран експлоатационен срок на централата.

⁶³ Към датата на издаване на доклада не е получена информация за рехабилитация/модернизация/планиран експлоатационен срок на централата.

⁶⁴ Към датата на издаване на доклада не е получена информация за рехабилитация/модернизация/планиран експлоатационен срок на централата.

⁶⁵ Към датата на издаване на доклада не е получена информация за рехабилитация/модернизация/планиран експлоатационен срок на централата.

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.

Посочените неопределености и рискове пред постигане на планирания живот на централите са основание по-нататък да бъдат разгледани следните сценарии:

- оптимистичен – за работа на въглищните централи до изчерпване на техническия ресурс на основни съоръжения, които отчита „отложена декарбонизация“;
- референтен – за работа на централите при планиране на сроковете за експлоатация и поетапно извеждане от експлоатация на енергийни блокове, които 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, които 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.

3. Анализ на структурните разреза на електрогенериращите мощности с хоризонт 2040 г.

Основният акцент в анализа на структурните разреза е оценката на потенциала на сегашните електрогенериращи мощности за работа към 2030 г. и осигуряването на националния електроенергиен баланс. Възможностите за износ към настоящия етап се оценяват като полезни за подобряване на технологичните параметри при работа на централите и за подобряване на финансовите им баланси, но това не е водеща бизнес стратегия за никое производствено дружество. От друга страна, трансграничната търговия с електрическа енергия се разглежда като водеща стратегия при някои от участниците на пазара на електрическа енергия, което може да промени бизнес стратегиите и при производителите в средносрочен план.

Съвременната енергийна политика е ориентирана към нуждите на потребителите, поради което стратегическите подходи за развитие на енергийния сектор ще отразяват въпросите за ценовата структура при потребителите, конкурентоспособността на енергетиката и социалните въпроси. Основните фактори за успех могат да се формулират като:

- надеждност – осигуряване на критична инфраструктура през призмата на националната сигурност;
- устойчивост – обосноваване на решения, които са с дълготраен положителен ефект за обществото;

- ефикасност – насочване на обществен ресурс към инициативи, които съответстват на национален потенциал и социална поносимост.

Успешното реализиране на посочените фактори за успех може да се постигне чрез ефективно използване на националните ресурси и управление на съществуващите мощности в конкурентна среда. Настоящият анализ се опира на приоритетно прилагане на стратегическата цел за задоволяване на вътрешното търсене от собствени енергоизточници, но съвместното разглеждане на резултатите от Дейност II и III позволява да се правят изводи и за пазарното позициониране на регионален пазар.

Структурата на електропроизводството у нас в периода 2025-2040 г. ще зависи от два фактора:

- потенциал на сега работещите производствени мощности да достигнат хоризонта на планираните експлоатационни срокове;
- потенциал за привличане на инвестиции за реализация на проекти за нови мощности или за модернизация на съществуващите.

Основен акцент на анализа на съответствието на сега действащите електрогенериращи мощности е възможността им да задоволяват вътрешното търсене към 2030 г., като оценката за прогнозното състояние на мощностния баланс към 2040 г. се използва като индикативна за потенциалното развитие на сценариите.

Приоритетно е анализиран потенциалът за годишно производство и участието на мощностите в различни системни режими в хоризонта до 2040 г., при допускането, че основните централи работят в рамките на планираните експлоатационни срокове.

При разработване на мощностния баланс в рамките на 10-годишните планове на ЕСО се прилагат три характерни сечения:

- мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС;
- мощностен баланс при екстремални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС;
- мощностен баланс при максимални летни товари (за работен ден) на ЕЕС.

Този подход е обоснован с оглед на задачите на ЕСО за оперативното балансиране на системата.

Разработването на модел на работа на ЕЕС, който да отчита в дълъг времеви хоризонт непрекъснатото изменение на товара в часови и дневен разрез, състава и типа на генериращите мощности, които го покриват, вероятността за възникване на смущения както в ЕЕС на България, така и в синхронната зона на континентална Европа, е приложено за 2030 и 2040 г., а за провеждане на пазарни оценки и качествени анализи са разгледани по-голям брой сечения, с 5-годишна стъпка.

Задачата на стратегическото планиране се ограничава до анализ на резерва за осигуряване на вътрешното търсене, при отчитане на необходимите маневрени характеристики и при отчитане на сезонните особености на търсенето на електрическа енергия и нейното производство.

За нуждите на дългосрочното стратегическо планиране най-често се използват оценки за годишното потребление на електрическа енергия, като този показател е използван и тук. Използваме за отправна точка Нетното вътрешно потребление, което по данни на НСИ за 2016 г. е 33.9 TWh. Използването на показателя „Нетно вътрешно потребление“, за разлика от „Брутно вътрешно потребление“, се прилага поради това, че анализите касаят задоволяването на вътрешното търсене, при което потреблението

за собствени нужди при производство се отнася към разходите за генерация. В допълнение трябва да се отбележи, че данните за редица производства са налични без отчитане на разходите им за собствени нужди. Този подход съответства и за равнопоставеното отчитане на електрическата енергия от внос, която също представлява нетно производство.

При отчитане на резултатите от Дейност I е избран Референтният сценарий за крайното потребление в страната (вж. Таблица II.3).

Таблица II.3. Изходни данни за прогноза на вътрешното потребление

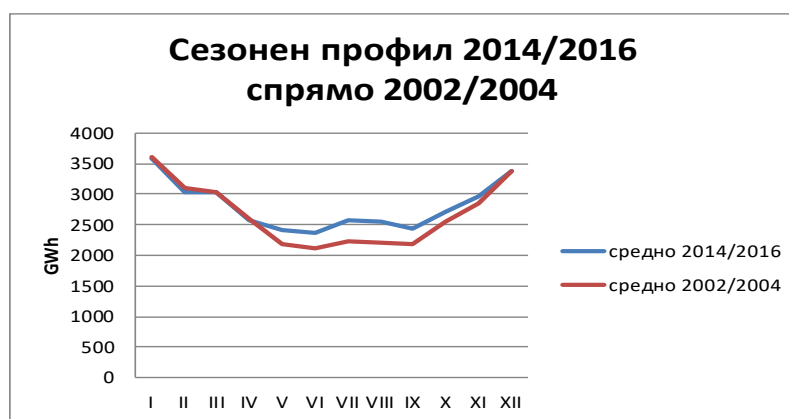
Варианти на крайно електропотребление (ГВтч / годишно)	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
Минимален	28516	28941	29029	28184	28455	29048
Умерен	28516	29019	29789	29895	30688	32099
Максимален	28516	29261	31192	32523	34033	35835

Източник: БАН.

За получаване на Нетното вътрешно потребление, 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.

Анализът на исторически данни за потреблението у нас през периода 2001-2016 г. показва ясно изразен ръст на консумацията в летните месеци, поради навлизане на климатизацията. Фигура II.3 и Фигура II.4 показват промяната в характера на консумацията през летните месеци, където има отчетлива тенденция за повишаване на разходите за охлаждане.⁶⁶

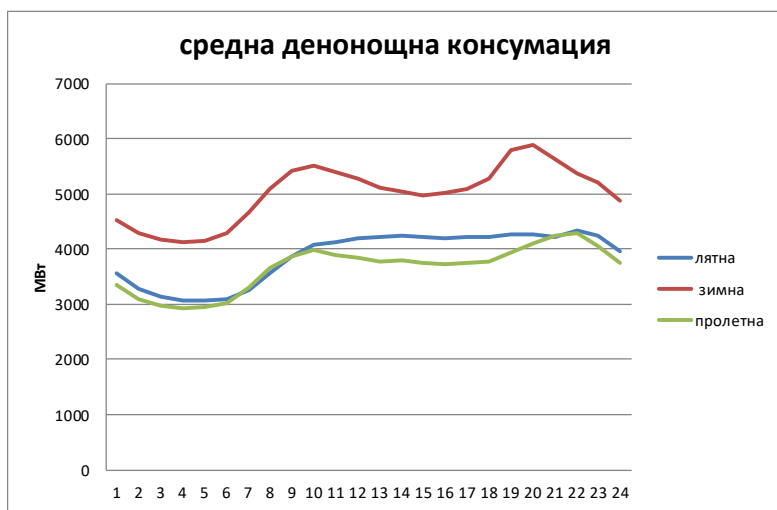
Фигура II.3. Съпоставка на сезонните профили на потребление



Източник: БАН по данни от НСИ.

⁶⁶ За отразяване на климатичните условия и тяхното влияние върху електропотреблението са използвани данни от разработката на НИМХ при БАН „Оценка на изменението на времевия ход на месечната температура за територията на България и Балканите в резултат на очакваните климатични промени до 2050 г.”.

Фигура II.4. Отразяване на сезонния характер в денонощния профил на потребление



Източник: БАН по данни от НСИ.

Това е отразено в анализа на сезонния характер при генерацията и потреблението, както и факторите, които ги определят.

За нуждите на настоящия анализ на потенциала на сега работещите електрогенериращи мощности, приетият подход за следене на месечните колебания е оптимален, както за следене на промените в потреблението, така и за отчитане на основни производствени характеристики на съществуващите мощности.

В рамките на анализа на годишните профили до 2040 г. се обсъжда изменението на баланса на мощностите с оглед на вече установените особености на ЕЕС – достатъчен резерв за регулиране в положителна посока (резерв „Нагоре“) и периоди на пълно изчерпване на регулирания резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

През периода 2010-2014 г. увеличеният дял на ВтеЦ доведе до нарастване на колебанията на активната мощност в системата в часови разрез, а с нарастване на дела на ФЕЦ същото се отрази в денонощен разрез. Натрупаният опит с прогнозиране на производството, но и при разширяване на възможностите за системно балансиране, се отразява положително върху необходимия размер на резервите за вторично и третично регулиране. Тези фактори са отчетени на общо системно ниво, но не са детайлизирани в моделиране на денонощния профил на производство и потребление.

За моделиране на участието на основните централи и групи централи в производствения микс по години и в рамките на годината се отчитат както техническите им и производствени характеристики, така и ценовите им показатели (както е показано по-нататък в т. VII на този раздел).

Анализът се провежда при предпоставката, че АЕЦ, ВЕИ (в т.ч. ВЕЦ) и някои ТЕЦ работят в режим на приоритетни мощности. По отношение на ВЕИ централите, топлофикационните централи и централите с дългосрочни договори, този режим на работа е определен от нормативни и договорни условия. В случая с АЕЦ Козлодуй, освен типичните характеристики на блоковете, съществена роля за режима на работа играе високата конкурентоспособност на централата. В анализа се отчита, че успешно бяха осъществени мерки за удължаване на срока на експлоатация на централата. В тази връзка Институт по металознание, съоръжения и технологии „Акад. Ангел Балеvски“

при БАН[21] е разработвал доклади с подробна обосновка на предприетите действия от АЕЦ Козлодуй за оценка на ресурса на основните съоръжения.

При тези условия, група ТЕЦ на местни въглища играе ролята на допълваща мощност до нивото на търсене на вътрешния пазар при моделирането на структурните разрези. Участието на кондензационните ТЕЦ на вътрешния пазар е при отсъствие на подходящи подвърхови мощности в ЕЕС, с възможности за дълбоко разтоварване, изменение на натоварването в широк диапазон и възможности за чести спирания и пускания. Такъв режим за повечето енергийни блокове на въглищните ТЕЦ е причина те да работят в близък до подвърховия режим с неблагоприятни последици върху сигурността на съоръженията и икономиката им.

При оптимистичния сценарий се очаква този режим да бъде по-щадящ, но централите ще запазят потенциала си да предоставят услуги за първично и вторично регулиране, а също за студен резерв. В Приложение II.2 е обосновано допускането, че ресурсът на основните ТЕЦ на лигнитни въглища може да бъде съхранен до изследвания хоризонт посредством нови ремонти и рехабилитационни дейности с технически целесъобразни и икономически оправдани инвестиции. В подкрепа на това са посочени статистически данни за експлоатационен срок на този тип съоръжения, които постигат реален ресурс над 60 години, поради което с висока сигурност може да се очаква да запазят живота си до 2040 г. при използваемост между 5000 и 7500 h годишно. Следва да се отчита, обаче, че осъществяването на такъв сценарий влиза в противоречие с ангажиментите за намаляване на въглеродните емисии с 40% до 2040 г., поради което този сценарий е приложим при допускането за „отложена декарбонизация” в рамките на ЕС.

Съществено предимство на ТЕЦ от комплекса „Марица-изток” е доброто позициониране спрямо най-перспективните пазари на електроенергия в южно, югоизточно и югозападно направления, за които има изградени преносни капацитети, което дава основание за оптимизъм при постигане на по-високи производствени показатели, но при възможност за предлагане на конкурентни пазарни цени.

Осъществяването на такъв оптимистичен сценарий се сблъсква с редица технически и икономически фактори, което налагат да се разгледат сценарии за задоволяване на електроенергийния баланс в условията на ограничаване на продължителността на експлоатацията на ТЕЦ. Така при референтен сценарий за планиране на сроковете за експлоатация и поетапно извеждане от експлоатация на енергийни блокове може да се постигне оптимално съотношение между ползите за околната среда от намаляване на емисии на парникови газове и дългосрочно запазване на използването на лигнитни въглища като източник на енергия.

Анализирането на песимистични сценарии в рамките на проекта цели да се определят негативните последици от по-ранно извеждане на голям брой енергийни блокове, както за поддържането на електроенергийния баланс, така и от социална гледна точка. Независимо от добре очертаните негативни ефекти, осъществяването на песимистичен сценарий в една или друга тежест е възможно, поради икономически съображения, които да са в основата на решения от корпоративно ниво за прекратяване на експлоатацията на електрическа централа.

В резултат от анализа на работата на мощностите в годишен и месечен разрез са съставени варианти на структурни съчетания на електрогенериращи мощности при различни допускания за живота на енергийните блокове в ТЕЦ.

Таблица II.4 показва прогнозната динамика на въвеждане и извеждане на мощности през годините – по капацитети.

Таблица II.4. 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, %
		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

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

Източник: анализ на БАН.

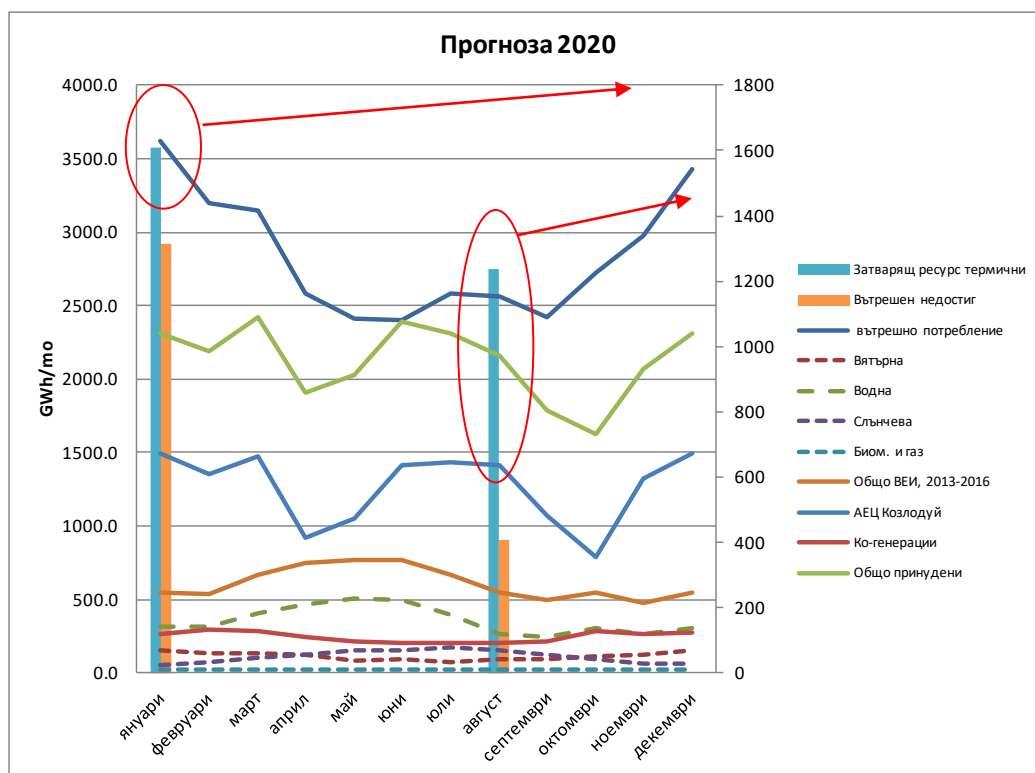
Анализът е разработен със стъпка от 5 години след 2020 г., като е търсено онагледяване на потенциала за годишно производство от различните групи централи, както и участие на мощностите в зависимост от сезонния характер на потреблението.

С оглед на общите индикативни цели на ЕС до 2030 г. и подписаното Парижко споразумение е разгледана алтернатива с постигане на 27% дял на ВЕИ от крайната консумация на електрическа енергия, при умерен сценарий на потребление към 2030 г., както и алтернатива с нисък ръст на ВЕИ с постигане на 21% дял при същите условия. При тези допускания основната динамика в структурните съчетания се внася от извеждане на някои мощности на въглища и ВЕИ, както и с въвеждането на нови ВЕИ мощности.

Фигура II.5, Фигура II.6 и Фигура II.7 представят структурните съчетания на мощностите за покриване на вътрешното търсене и потенциала за износ за три годишни разреза – 2020, 2030 и 2040 г., както и съпоставка на резултатите от трите сценария.

Тази визуализация на анализа на задоволяването на вътрешната консумация с използване само на национални генериращи мощности дава възможност за широк кръг оценки. Основните акценти са изведени под всяка фигура.

Фигура II.5. Работа на генериращите мощности към 2020 г.

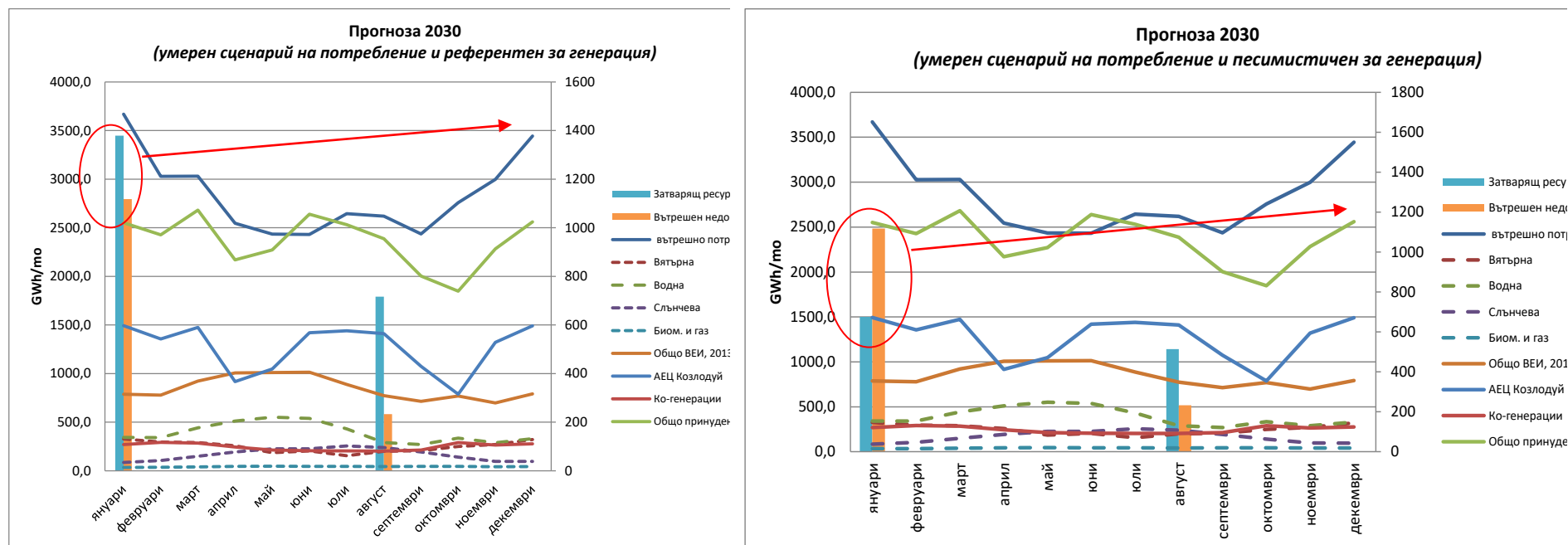


Коментар към Фигура II.5:

Към 2020 г. не се очаква въвеждане на нови мощности, а ограничаването на производството от въглища не се отразява на баланса. Потреблението се покрива успешно от съществуващите мощности, като потенциала за износ се запазва, както се вижда от заградените с елипса баланси на вътрешен недостиг и затварящи мощности, измерими на дясната скала.

Доближаването на кривата на принудената генерация (зелената) към кривата на вътрешното потребление (тъмно синята) през пролетни месеци показва вероятност от необходима оперативна намеса при „свръхпроизводство“ от централите с приоритет.

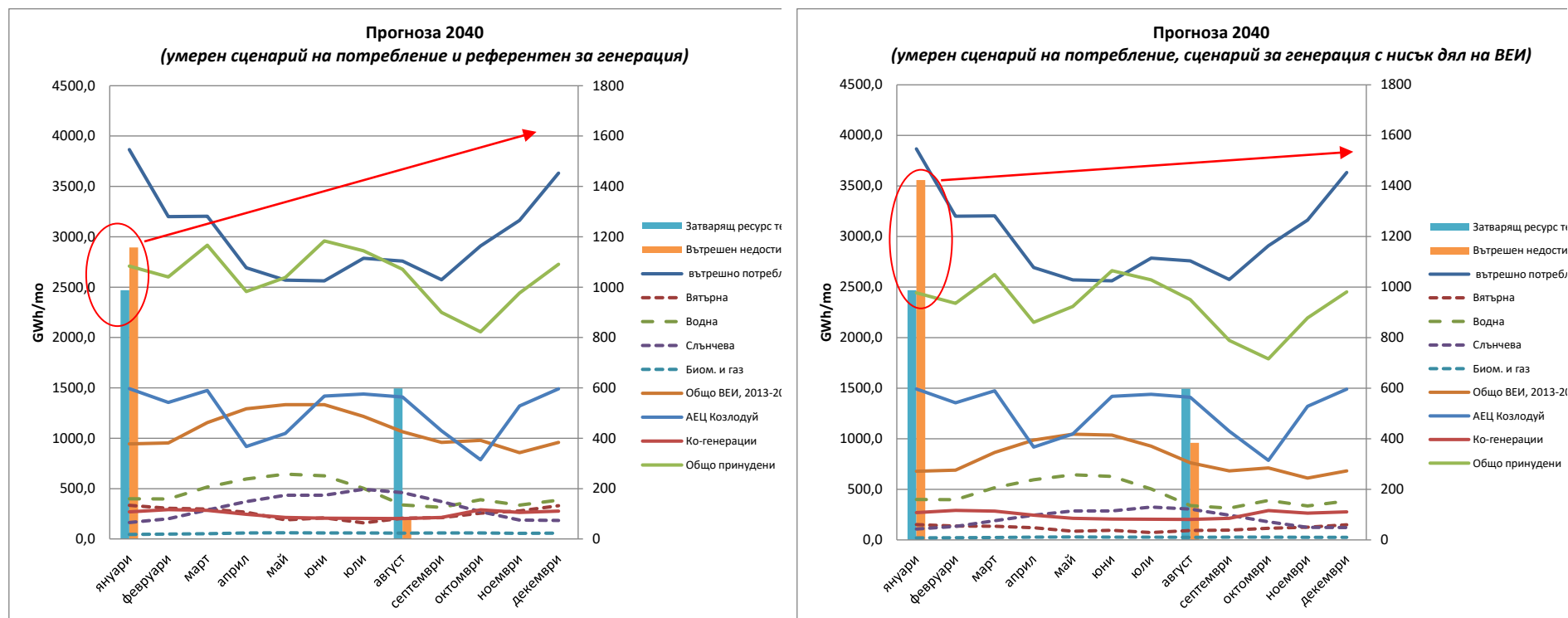
Фигура II.6. Работа на генериращите мощности към 2030 г. в два сценария



Коментар към Фигура II.6:

При успешно доказване на съответствието на основните въглищни централи при завишени екологични изисквания, потреблението се покрива успешно от съществуващите мощности, както се вижда в лявото поле от заградените с елипса баланси на вътрешен недостиг и затварящи мощности, измерими на дясната скала. При сценарий за ускорено извеждане от експлоатация на въглищни мощности възниква устойчива нужда от внос извън пролетния минимум. Потенциалът за износ постепенно намалява и се реализира във все по-конкурентна среда, тъй като свободните капацитети са основно в месеци с по-ниско търсене. Поради високия дял на ВЕИ с договори преди 2015-та, техният дял все още е висок независимо дали ще се прилага алтернатива за нисък ръст на ВЕИ. Запазва се рискът от необходима оперативна намеса при „свръхпроизводство“ от ВЕИ през пролетните месеци, освен ако не се въведат системи за акумулиране на електрическа енергия.

Фигура II.7. Работа на генериращите мощности към 2040 г. в два сценария



Коментар към Фигура II.7:

Към 2040 г. поради извеждане от експлоатация на въглищни централи и при референтния сценарий се очертава недостиг на генериращи мощности през зимните месеци. При планиране на въвеждането на нови мощности, които да компенсират недостига, ще трябва да се отчита изискването за работа при ограничен товар през критични пролетни месеци. При предприемане на проекти за новите мощности силно влияние оказва развитието на вътрешното търсене, поради което следва да се планира реализация на произведената електрическа енергия в условията на конкурентен регионалния пазар.

Зависимостта от въведените нови ВЕИ мощности става по-значима, което изисква осигуряване на компенсиращи системни мерки. При сценарий за нисък ръст на ВЕИ недостига на електро производство през зимните е по-отчетлив. А през летните възможностите за износ са силно ограничени.

Извод от анализа на структурните разреза е, че през периода след 2030/2035 г. при два от сценариите се очертава негативен баланс между вътрешно производство и потребление. Разгледан е сценарий за покриване на вътрешното търсене от съществуващи производствени капацитети чрез пълното използване на разполагаемия технически ресурс на основните въглищни централи. Този сценарий може да се оцени като реалистичен едва след окончателните резултати от исканията на операторите за дерогация, както и на условията поставени от компетентния орган – МОСВ. Алтернативата за нисък ръст на ВЕИ след 2020 г.⁶⁷ е свързана с увеличение използваемостта на кондензационните мощности (Приложение II.1, табл. 7), но не налага увеличение на техните инсталирани мощности.

Тази алтернатива обаче поставя много високи изисквания към мерките за енергийна ефективност и ВЕИ в сектор „Транспорт” и по отношение на сградния фонд. Провеждането на политика за ограничено развитие на ВЕИ в електроенергетиката изисква предварителни прецизни технически и финансови оценки за ползите и недостатъците и едва след доказване на предимствата ѝ е необходимо набелязване на стратегически стъпки за реализация.

Обсъждането на необходимостта от нови мощности за задоволяване на вътрешното търсене след 2030 г. е свързано с осъществяване на песимистични сценарии и сценарий при максимална (ръст на електрифициран транспорт) прогноза за крайното електропотребление (Приложение II.1, табл. 5). Поради това, че понастоящем в Европейския съюз все по-широко приложение намира практиката за провеждане на конкурси за нови мощности при предварително обявени основни изисквания, тук са посочени само основни характеристики на нови мощности, които могат да бъдат удовлетворени от широк спектър от производства. Предварителните заключения за характеристики на необходимите нови мощности към 2030 г., които са приложими към сценария за по-ранно извеждане на мощности от експлоатация, са следните:

- 420 до 950 MW за умерен и максимален сценарий на прогнозата за крайното електропотребление с характеристики на базови мощности с възможност за регулиране в широк диапазон в периоди на ниско потребление;
- 1150 до 1650 MW за всички прогнози на крайното електропотребление подвърхови мощности с възможност за работа при диспечирание.

С хоризонт 2040 г. характеристиките на необходимите нови мощности при останалите сценарии, без оптимистичния, са следните:

- 500 до 1200 MW с характеристики на базови мощности с възможност за регулиране в широк диапазон в периоди на ниско потребление (и до 1670MW без ръст на ВЕИ, по-високо електропотребление и интегриране на акумулиращи технологии за увеличаване на разполагаемостта на кондензационните централи);
- 1250 до 1650 MW подвърхови мощности с възможност за работа при диспечирание.

Трябва да се посочи, че в случай на избор на проект за нова мощност по общите правила на ЕС, е допустима държавна подкрепа при наличие на разлики между пазарните цени и цената на спечелилата технология с най-добри характеристики, но при следване на общата правна рамка в Съюза.

⁶⁷ Тази алтернатива е разработена по искане на Министерството на енергетиката след проведена среща на 13.10.2017 г.

4. Оценка на сигурността на електроенергийната система за 2030 г. с отчитане на технологичните режими на производството и необходимите допълнителни услуги

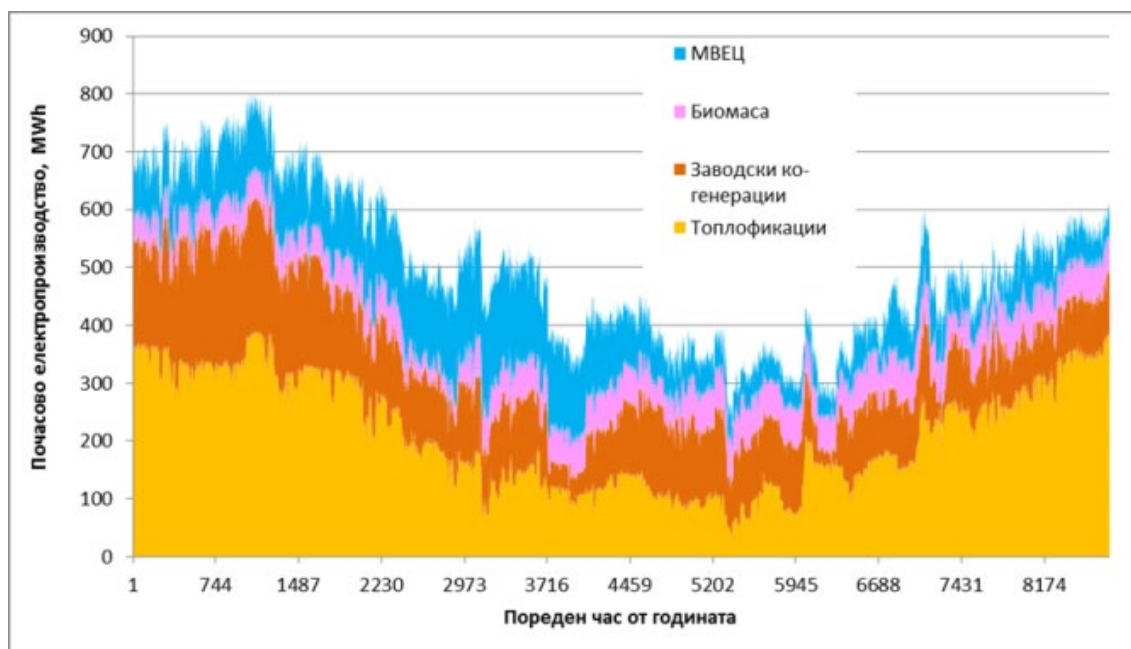
Оценката е извършена за прогнозни години 2030 и 2040 при базова година 2015 за всеки час от годината с отчитане на технологичните режими на производствените мощности и необходимите допълнителни услуги при липса на междусистемен обмен. Използвани са прогнозните сценарии за крайното нетно електропотребление от Дейност IA. Предвидено е участие на промишлени товари в балансирането на ЕЕС, както и въвеждане на пазар в рамките на деня. Прието е продължаване на приоритетното диспечирание на ВЕИ и ко-генерации с ценовото позициониране на останалите централи. Моделирането на почасовите профили на товара, ВЕИ и ко-генерации е чрез използване на почасовите им профили от 2015 г. и екстраполирането им за 2030 и 2040 г.

Основните предпоставки и допускания, моделирането на почасовите профили и резултатите са представени детайлно в Приложение II.1. Тук представяме основни резултати за сценарии на крайното нетно електропотребление за 2030 и 2040 г.

Моделирането на почасовите профили на отделните електроенергийни компоненти е осъществено, като е използван почасовия профил на товара от 2015 г. и е екстраполиран до прогнозата за крайното електропотребление за 2030 г. Фигура II.8, Фигура II.9, Фигура II.10 и Фигура II.11 представят избрани резултати.

Използвани са почасовите профили на производството от биомаса, МВЕЦ, топлофикационни и заводски централи от 2015 г. и са екстраполирани до годишно производство за 2030 и 2040 г. спрямо часовата им използваемост и прогнозните инсталирани мощности при референтното им развитие (вж. Фигура II.8).

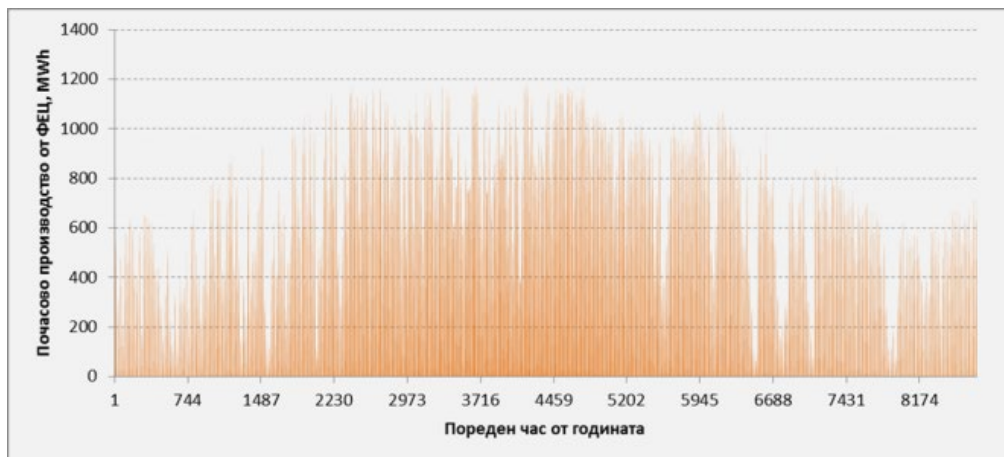
Фигура II.8. Годишен разрез на почасовите профили на производството от биомаса, МВЕЦ, топлофикационни и заводски централи (2030 г.)



Източник: БАН по данни от ЕСО.

Използвани са почасовите профили на ФЕЦ от 2015 г. и са екстраполирани до годишното производство от 2008 GWh за 2030 г. и 3868 GWh за 2040 г. спрямо часовата им използваемост и прогнозните инсталирани мощности (вж. Фигура II.9).

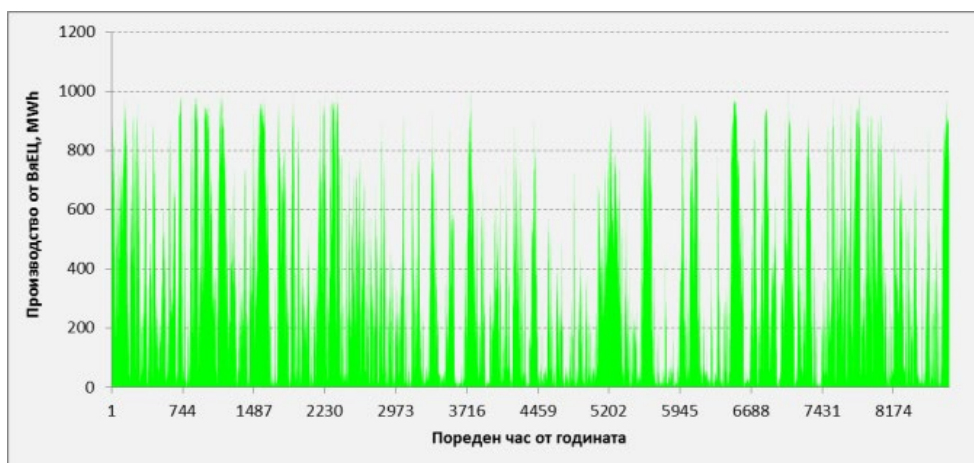
Фигура II.9. Годишен разрез на почасовите профили на производството от слънчеви централи (2030 г.)



Източник: БАН по данни от ЕСО.

Използвани са почасовите профили на ВяЕЦ от 2015 г. и са екстраполирани до годишното производство от 2967 GWh за 2030 г. и 3050 GWh за 2040 г. спрямо часовата им използваемост и прогнозните инсталирани мощности (вж. Фигура II.10).

Фигура II.10. Годишен разрез на почасовите профили на производството от вятърни централи



Източник: БАН по данни от ЕСО.

Необходимите резерви за гарантиране на сигурността на ЕЕС са в съответствие с Правилата за управление на ЕЕС. Годишната ремонтна програма е оптимална.

Дефинирани са следните сценарии за развитие на електропроизводствените мощности съобразно Таблица II.4:

- Оптимистичен сценарий – експлоатация на ТЕЦ Марица Изток 1, ТЕЦ Марица Изток 2 и ТЕЦ Марица Изток 3 съобразно техническия им ресурс с хоризонт след

2040 г. при спазване на екологичните изисквания. Всички останали ТЕЦ на въглища се извеждат от експлоатация скоро след 2021 г.

- Референтен сценарий – работа в рамките на експлоатационните срокове на ТЕЦ „ЕЙ И ЕС Гълъбово“, ТЕЦ „Марица Изток 2“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ и планиране на техническия им ресурс, базирано на анализ на риска, т.е. блокове, чиято експлоатация изисква повече инвестиции, да се използват повече в динамични режими и да се изведат след изчерпване на ресурса, а останалите да се товарят щадящо, за да се създаде възможност за работата им с хоризонт след 2040 г. При този сценарий на планирано извеждане на един блок годишно през периода 2026-2034 г. към 2030 г. в експлоатация остават около 2500 MW обща инсталирана мощност, а към 2040 г. – 6 енергийни блока с около 1600 MW инсталирана мощност. Всички останали ТЕЦ на въглища се извеждат от експлоатация скоро след 2021 г.
- Песимистичен – работа на централи при условия на по-ранно прекратяване или ограничаване на експлоатацията им по екологични или финансови съображения, които отчита крайни сценарии за ранно извеждане на мощности.
- Крайно песимистичен сценарий – затваряне на ТЕЦ „ЕЙ И ЕС Гълъбово“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ след изтичане на дългосрочните договори, съответно през 2026 и 2024 г. Поетапно извеждане на мощности в ТЕЦ „Марица Изток 2“ в периода 2025-2030 г. Всички останали ТЕЦ на въглища се извеждат от експлоатация скоро след 2021 г.

Резултатите от оценката за работата на ЕЕС при споменатите предпоставки, допускания и моделиране за всяка от прогнозите за развитие на крайното нетно електропотребление са представени в Приложение II.1.

Таблица II.5. 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.).

Структура на нетното електропотреблението, GWh	
Крайно електропотребление	32 099
Технологични разходи, в т.ч.:	3 337
<i>пренос на електроенергия</i>	753
<i>разпределение на електроенергия</i>	2 584
Работа на ПАВЕЦ в помпен режим	887
Участие на промишлени товари за балансиране надолу	11
Участие на промишлени товари за балансиране нагоре	0
ОБЩО	36 334

Източник: прогнози на БАН (2040 г.).

Таблица II.6. Приложимо сечение на структурата на електропроизводството

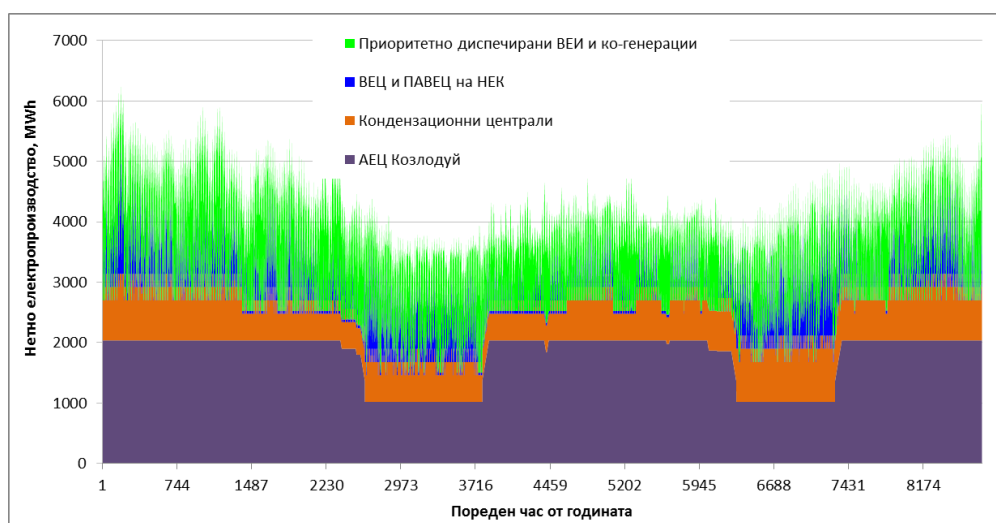
Структура на нетното електропроизводство, GWh	
АЕЦ	15 512
Кондензационни централи	6 135
ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК, в т.ч.:	3 162
ВЕЦ	2 411
ПАВЕЦ	751
Приоритетно диспечирани ВЕИ и ко-генерации, в т.ч.:	9 316
ВяЕЦ	2 967
ФЕЦ	2 008
МВЕЦ	833
Биомаса	505
Топлофикации	1 866
Заводски ко-генерации	1 137
ОБЩО	34 125

Източник: прогнози на БАН (2030 г.).

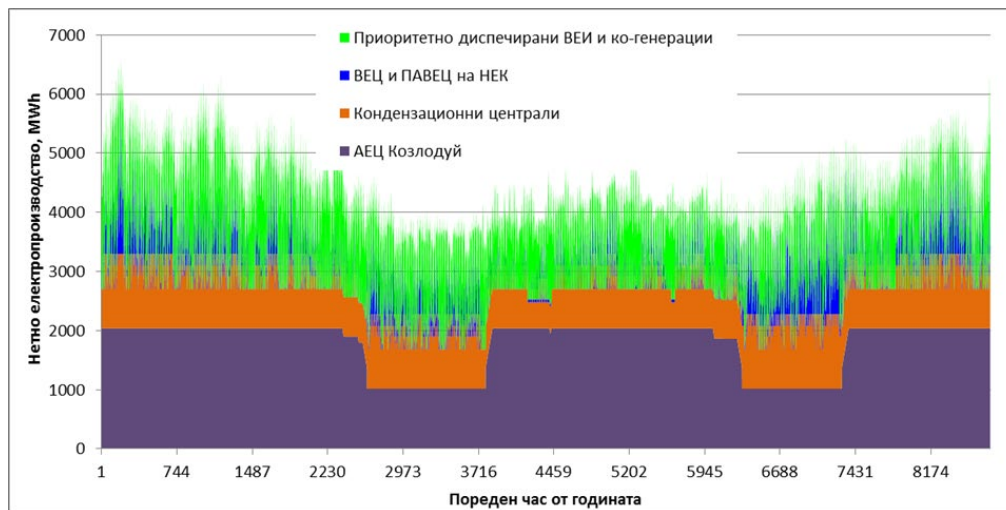
Структура на нетното електропроизводство, GWh	
АЕЦ	15 519
Кондензационни централи	6 322
ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК, в т.ч.:	3 021
ВЕЦ	2 409
ПАВЕЦ	612
Приоритетно диспечирани ВЕИ и ко-генерации, в т.ч.:	11 472
ВяЕЦ	3 050
ФЕЦ	3 868
МВЕЦ	860
Биомаса	685
Топлофикации	1 866
Заводски ко-генерации	1 137
ОБЩО	36 334

Източник: прогнози на БАН (2040 г.).

Фигура II.11. Почасово електропроизводство



Източник: прогнози на БАН (2030г.).



Източник: прогнози на БАН (2040 г.).

Обобщените резултати за анализираните сценарии за развитие на електропроизводствените мощности и прогнозата за ръст на дела на ВЕИ са следните:

- При оптимистичен и референтен сценарии на производствените мощности не съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление за 2030г. Същото важи и за песимистичния сценарий, но при минимален и максимален сценарии на електропотреблението. При крайно песимистичния сценарий съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление за 2030г.
- Единствено при оптимистичен сценарий на производствените мощности не съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление за 2040г. Такива възникват при останалите сценарии, като за референтен сценарий необходимостта е от 500 до 1200MW базови мощности (и до 1670MW без ръст на ВЕИ, високо електропотребление и интегриране на акумулиращи технологии за увеличаване на разполагаемостта на кондензационните централи).
- При крайно песимистичния и песимистичния сценарии съответно още през 2026 г. 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, като се отчитат следните предпоставки:
 - Малката часова използваемост на ВЕЦ и ПАВЕЦ на „НЕК“ ЕАД за балансиране на ЕЕС в денонощен, седмичен и сезонен разрез налага необходимостта да се използват конвенционални кондензационни електрически централи за предоставяне на бързи и маневрени резервни мощности, които не могат да бъдат предоставяни от ядрени блокове.
 - 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, в т.ч. на възлища нови газо-парови централи. Тук следва да се имат в предвид разпоредбите на чл. 4, ал.2, т.8 от Закона за енергетиката за задължително изкупуване на електрическа енергия от производители, ползващи местни първични енергийни източници (на гориво), до 15% от цялата първична енергия, необходима за производството на електрическа енергия, консумирана в страната за всяка календарна година, по съображения за

сигурност на снабдяването. В този контекст следва да се разглеждат и газопаровите централи, тъй като интензивното използване на газ за електропроизводство поставя страната в зависимост от един доставчик. Това предполага необходимост от предоговаряне на планираните годишни количества за доставка на газ, ако това е възможно, респ. увеличаване цената на газа, а от там 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.

- Имайки предвид оптималната часова използваемост на една конвенционална кондензационна електрическа централа, за всяка от прогнозите за крайното електропотребление са определени оптималните брутни инсталирани мощности от конвенционални кондензационни електрически централи (маневрени и базови), необходими за покриване на вътрешното електропотребление за крайно песимистичния сценарий:
 - ✓ минимален – 1150 MW (след 2025 г.) и 1250 MW (2040 г.);
 - ✓ умерен – 1600 MW (след 2025 г.) и 2150 MW (2040 г.);
 - ✓ максимален – 2150 MW (след 2025 г.) и 2850 MW (2040 г.).
- През голяма част от часовете на годината мощностите на кондензационните електрически централи 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.
- Участието на базови мощности, включително на ядрените мощности, е да постигнат максимална часова използваемост. При наличие на приоритетно диспечирани ВЕИ и ко-генерации, липсата на маневреност на евентуална допълнителна ядрена мощност води до недостатъчна часова използваемост за покриване на вътрешното електропотребление, от което следва, че такава мощност трябва да си гарантира дългосрочно основната част от продажбите на регионалния пазар. При максимални сценарии на електропотреблението необходимостта от гарантиране на продажбите на регионалния пазар намалява, като основно се поражда в някои периоди с ниско електропотребление през пролетно-летния сезон.
- През около средно 1% от часовете наличните резервни мощности след 2030 г. ще са недостатъчни за балансиране на флукуациите на ВЕИ. Тази тенденция чувствително ще се повиши с хоризонт 2040 г. При отпадане на 1000 MW блок в АЕЦ по време на екстремални климатични условия, ЕЕС на България също няма да разполага с достатъчен резерв за активиране с цел постигане на баланса на ЕЕС. Възможните решения са:
 - Премахване на всички нормативни, регулаторни и бюрократични бариери пред съществуващите и иновативните пазарни и технологични възможности за балансиране на ЕЕС (вж. Приложение II.1, раздел последен), 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 премахване 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.

5. Перспективни технологии за производство и потребление на електроенергията

Производството на енергия, генерирана от възобновяеми източници, е един от основните приоритети на Европейския съюз. Този приоритет има съществена роля в пет основни направления/политики на ЕС: енергийна сигурност, пазарна интеграция, енергийна ефективност, декарбонизация и иновации. От друга страна, ВЕИ са източник на икономически растеж и работни места, както и съществено допринасят за намаляване на замърсяването на въздуха и помагат на развиващите се страни да имат достъп до достъпна и чиста енергия. Неслучайно през 2016 г. се създаде пакет от мерки „Чиста енергия за всички европейци“. Една от амбициозните цели в този пакет от мерки е до 2030 г. да се постигне най-малко 27% дял на ВЕИ в общото енергийно потребление.

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.

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.

Въпреки наличието на опит с използване на биомасата като източник на енергия, технологичното развитие на този раздел у нас изостава. От една страна, причина за това са високите инвестиционни разходи на модерните централи от този тип, а от друга, липсата на политика за подкрепа на ефективното и екологично използване на изходни суровини – отпадни продукти от земеделие, животновъдство, горско стопанство и битови отпадъци.

Усилията при планиране на развитието трябва да са насочени към използване на инерцията, постигната от предишните етапи на подпомагане на инвестициите в сектора на възобновяемата енергия, която да доведе до разгръщане на инвестиционна среда, включваща не само изграждане на нови ВЕИ централи, а и развитие на съпътстващи дейности и услуги у нас.

Данните от различни проучвания показват[22],[1], че етапът на стремително намаляващи производствени цени за основните видове ВЕИ централи – слънчеви и вятърни, вече отминава и цените им ще се променят в ограничени диапазони. Анализите насочват към това, че необходимият ръст на ВЕИ при производство на електрическа енергия в Европа ще бъде подкрепен от покачващите се крайни цени и при ограничаване на предоставяне на изключителни условия за тях.

При анализиране на референтната алтернатива за ръст на ВЕИ са включени следните допускания за въвеждане на нови ВЕИ мощности:

- ВЕЦ – заложено е умерено въвеждане след 2025 г. на нови малки ВЕЦ със сумарен капацитет от 30 MW на 5 години, изхождайки от неусвояения хидропотенциал у нас и на база на наличния опит при работа с тези технологии;
- слънчеви централи – заложено е въвеждане на нови ФЕЦ (или модернизация на съществуващи) от 2030 г., когато производството от сегашните ФЕЦ намалява и се очаква широкото разпространение на различни технологични решения на достъпни цени;
- вятърни централи – заложено е въвеждане на нови ВтЕЦ (или модернизация на съществуващи) от 2025 г., когато производството от сегашните ВтЕЦ намалява, въпреки че прогнозите за ценови равнища към този период не ги поставят в конкурентна позиция. Основанието за планиране е поддържане на натрупания опит и възможностите за модернизиране на съществуващи централи;
- централи на биомаса – заложено е умерено въвеждане след 2025 г. на нови БиоЕЦ със сумарен капацитет от 25 MW на 5 години, изхождайки от наличието на отпадни суровини и възможностите за реализация на концепции за кръгова икономика на местно равнище.

При отчитане на отказа на редица от заявените инвестиционни намерения за реализация на ВЕИ централи в периода 2016-2020 г.[24] и по препоръка на Възложителя, на база на потенциала за постигане на общите цели по пакета климат и енергия с мерки в други области, е разгледана и алтернатива с нисък ръст на ВЕИ, която се опира основно на допълнителни ВЕЦ и слънчеви централи след 2030 г. (Приложение II.1, табл. 7).

В Приложение II.2 са обсъдени алтернативите за въвеждане на допълнителни нови мощности, преимуществено⁶⁸ на пазарен принцип, както и ценови тенденции, свързани с обсъжданите типове мощности.

Потенциалът за продължаващо намаление на цените за индустриални или автомобилни батерии (акумулатори) остава, но не е толкова стръмно, както досега. Тяхното влияние върху енергийните прогнози е в две направления – увеличаване на консумацията във връзка с навлизане на електромобили и улесняване на интегрирането на слънчевите централи в енергийните системи.

Изводът за България[17],[18],[19] е, че пазарното проникване на нови ВЕИ централи и електроакумулиращи технологии може да се очаква едва при значително намаляване на

⁶⁸ В анализа е отразена политическата насока за увеличаване на дела на ВЕИ и е констатирано, че те все още ще се нуждаят от подкрепа, като стремежът е към новите ВЕИ да се прилагат преимуществено пазарни принципи, например като се обявяват тръжни процедури за нови мощности, каквато е практиката в много страни на ЕС. Формите на подкрепа могат да бъдат различни, включително „зелени“ сертификати, но доколкото такива не са разработени, те не са обект на задълбочен анализ.

техните инвестиционни разходи, т.е. при излизане на пазара на нови технологии, което не се очаква да се случи до 2030 г.

В анализа са отчетени усилията на ЕСО и електроразпределителните дружества за обновяване на мрежата, като са намалени разходите за технологични нужди при прогнозите за потребление.

Обсъждане на алтернативите за нови мощности

В зависимост от осъществяване на различни сценарии за развитие се очертава нарастваща вероятност за недостиг на собствени мощности за производство на електрическа енергия за вътрешния пазар след 2030 г. При планиране на мерки за покриване на този недостиг могат да бъдат приложени следните алтернативи:

1. Реализация на проектни възможности, които са налични към настоящия момент

➤ Нови хидроенергийни обекти

През годините „НЕК“ ЕАД е подготвяла редица проектни предложения за изграждане на хидроенергийни обекти у нас. Такива са хидроенергийните комплекси по р. Дунав и проекта „Горна Арда“, които са класически, но едновременно попадат в групата на възобновяемите. Тези нови проекти са комплексни и включват едновременно проект за ВЕЦ, за водоплаване, за мостове и пътища, в т.ч. железопътни. Те включват и редица транс-гранични въпроси. Поради съществуващите неопределености, те не се предвиждат в текущите планове за развитие. Въпреки това, при умело организиране и провеждане на целия проектантски, съгласувателен и инвестиционен проект, след 2030 г. е възможна реализация на нови големи ВЕЦ.

За разлика от посочените проекти, които са възможни в бъдеще, проектът за увеличаване на обема на долния изравнител, чрез свързването му с бъдещия язовир „Яденица“, е приоритетен сега. Реализацията на този проект би увеличила значително използваемостта на ПАВЕЦ в отделните обратими режими, а това би облекчило проблема с балансиране на ВЕИ, респ. ограничаване на конвенционалните мощности, в периодите с ниски товари.

➤ Нова ядрена мощност с използване на доставеното оборудване за ВВЕР 1000

Тази възможност е разгледана подробно в рамките на Дейност V – където се разглежда реализация на проект за два ядрени блока, която да работи на национален пазар и в региона. Има подготвителни работи и за реализация на един блок на площадка Козлодуй, но тази алтернатива е извън обхвата на настоящото.

➤ Промяна на горивната база за използване на спрян ТЕЦ на въглища

Една възможност за преминаване на основно гориво природен газ е разгледана в Приложение II.2, част ТЕЦ, като е представена алтернатива за промяна на горивната база на ТЕЦ Варна (режи на работа при използване на природен газ и след извършване на рехабилитационни дейности). Към периода на извеждане на мощности след 2030 г., се очаква да има редица други ТЕЦ на въглища, за които такава алтернатива е подходяща. При тази опция следва да се оцени допълнително влиянието на прогнозите за цени на природния газ, както и възможностите за доставки на природен газ за нов голям консуматор.

Алтернативата за промяна на горивната база на ТЕЦ на въглища трябва да се съпоставя с възможностите за намаляване на вредните емисии от тях при прилагане на иновативни технологии за почистване на газовете. Институтът по инженерна химия към

БАН има разработки в това направление, включително такива за интензифициране на масообмена при улавяне на серните окиси във FGD посредством добавяне на инградиенти. Препоръчително е в рамките на анализите на възможни мерки за намаляване на вредните емисии и искане за дерогации да се отчетат възможностите на научните институти за подпомагане на внедряването на нови технологии.

2. Използване на бъдещи технологии

➤ Ново поколение ВЕИ технологии

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 рамките на разработения прогнозен електроенергиен баланс е планирано увеличаване на дела на ВЕИ. Независимо от това, по-широко навлизане на тези технологии ще изисква съпътстващи разходи за осигуряване на устойчивостта на ЕЕС. По тази причина трябва да се планира изграждане на допълнителни капацитети за енергийно съхранение към сега планираните.

Оценките, представени в Приложение II.2, посочват, че и при новите мощности от ВЕИ ще има необходимост от различни по характер политики за държавна подкрепа, като приоритетно присъединяване и диспечирание, възможности за допълнително финансиране на проекти при издаване на гаранции за производ или зелени сертификати, както и фискални политики чрез данъчни облекчения.

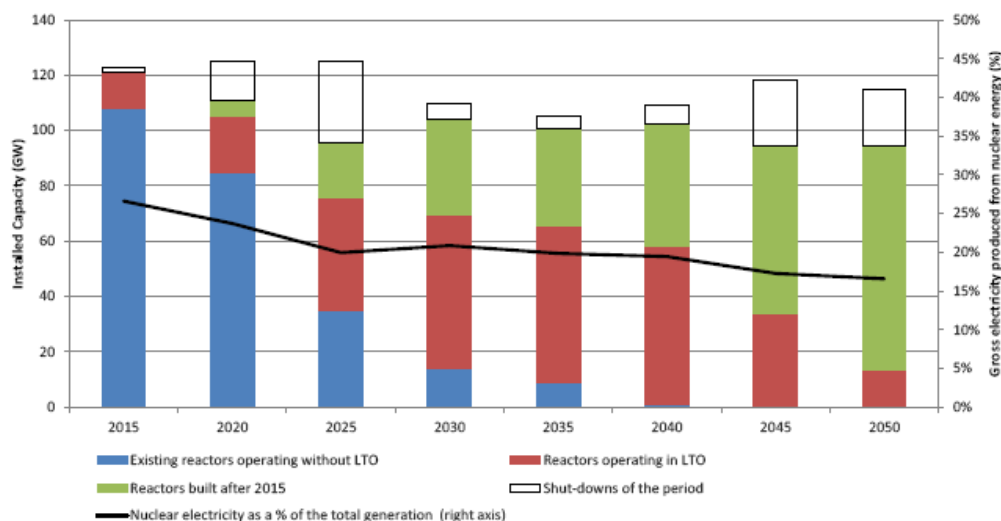
➤ Ново поколение ядрени технологии

Обсъжданата оценка за икономическо развитие от Дейност I, която обосновава ролята на страната ни като „догонваща“, с пълна сила може да се приложи и по отношение на възможностите за изграждане на ядрени реактори от ново поколение у нас.

От една страна, страната ни не участва активно в проекти за проучване на нови концепции за нови ядрени технологии. От друга страна, 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.

Фигура II.12. Динамика на въвеждане и извеждане на нови ядрени мощности в ЕС

Figure 11 Projection of nuclear installed capacity EU28 2015-2050



Източник: ЕК.

Това определя по-дългия път, по който новите технологии ще достигнат до нашия пазар. В обобщението на ЕК за Илюстративната ядрена програма (COM(2017) 237 final, 12.05.2017) е представена прогноза за навлизането на новите ядрени технологии в Европа, като очакването е, че т.нар. реактори от IV-то поколение ще заемат мястото на тези от III-то поколение след 2030 г. Това се потвърждава и от анализи на основни производители на оборудване.

Изхождайки от всичко това и имайки предвид, че прогнозите посочват по-високи цени на единица инсталиран капацитет на технологиите, базирани на малки модулни реактори, не може да се прогнозира благоприятни условия за този тип технология у нас преди 2040 г.

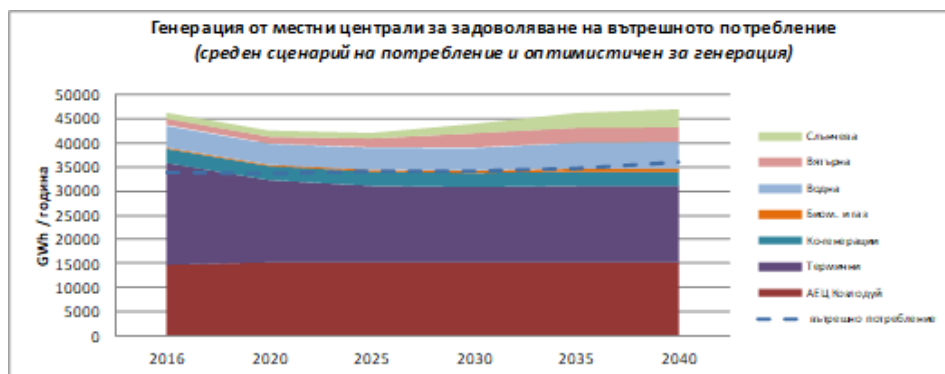
6. Електроенергиен и мощностен баланс с хоризонт до 2040 г.

Тук ще обсъдим устойчивостта на електрогенериращите мощности по икономически показатели и възможностите за навлизане на нови мощности на база на заключенията от анализа на структурните разреза на мощностите с хоризонт до 2040 г.

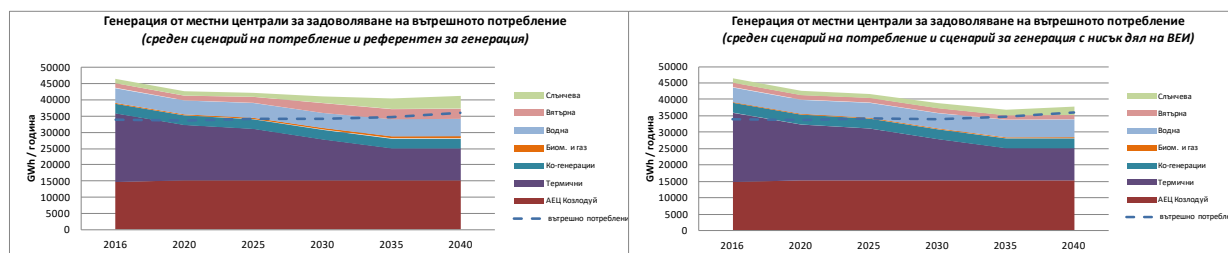
В предходните части беше развита прогноза за работа на съществуващите или нови електрогенериращи мощности, основана единствено на техническите им показатели и нуждите за задоволяване на вътрешното търсене. Отчитайки, че страната ни е предприела стъпки за пълната либерализация на електроенергийния пазар, в съответствие с единната политика на ЕС в сектор енергетика, тук анализът е разширен с оценки за пазарната устойчивост по групи производители.

Фигура II.13, Фигура II.14, Фигура II.15 и Фигура II.16 представят прогнозата за електроенергиен баланс, на база на техническия потенциал на генериращите мощности, изхождайки от референтния сценарий за вътрешно потребление.

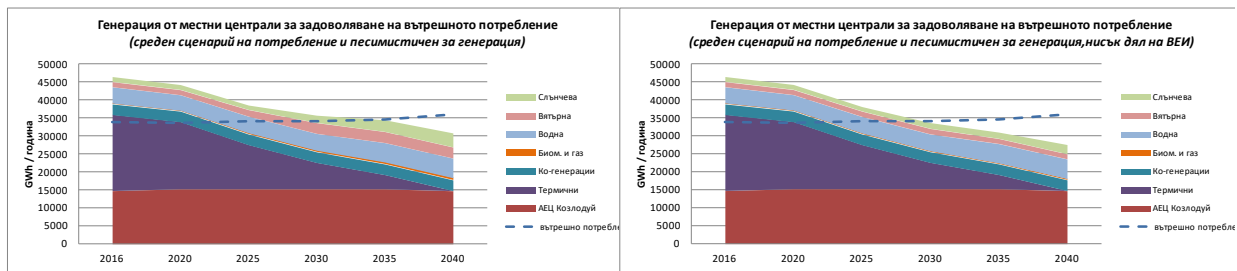
Фигура II.13. Прогноза със значителен дял на въглищни централи до 2040 г.



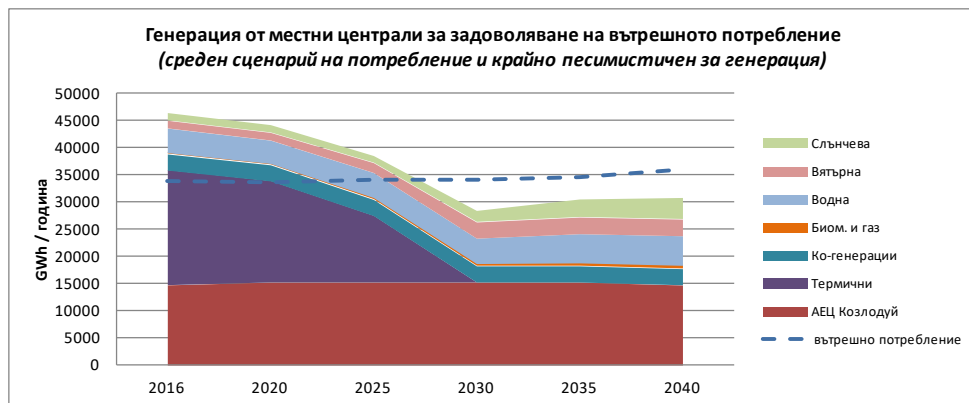
Фигура II.14 Прогноза с постепенно намаляване на дела на въглищни централи до 2040 г. и две алтернативи за ръст на ВЕИ



Фигура II.15. Прогноза с ограничаване на дела на въглищни централи до 2040 г. и две алтернативи за ръст на ВЕИ



Фигура II.16. Прогноза с драстично намаление на дела на въглищни централи до 2040 г.



Източник: прогнози на БАН.

На база на предходните анализи и отчитайки представените сценарии за електроенергиен баланс, се прави изводът, че основен принос в динамиката на промяна на производствените капацитети у нас има работата на въглищните централи и на политиката за повишаване на дела на ВЕИ в крайната консумация на енергия.

Прогнозирането на работата на основните въглищни централи в рамките на техническия им ресурс предполага значителни национални усилия за осъществяване на политики, различни от основните в ЕС. В допълнение, осигуряването на оптимални режими на работа на отделните централи ще бъде значимо предизвикателство, поради ограничения от технически и икономически характер.

Поради това, че в периода до 2035 г. изтичат определените сега експлоатационни срокове за голям брой енергийни блокове в ТЕЦ Марица изток 2 и ТЕЦ Марица изток 3, сценариите с постепенно или ускорено извеждане на мощности което е предпоставка за недостиг на генериращи мощности за вътрешен пазар.

Фигура II.13, Фигура II.14, Фигура II.15 и Фигура II.16 показват, че след 2035 г. ще възникне дисбаланс при задоволяване на вътрешното търсене и ще има нужда от внос през зимните месеци или от нови мощности. Ръстът на потреблението и намаляването на дела на базови мощности повишава риска за недостиг на производство, когато слънчевите и вятърни централи не произвеждат, а потреблението е високо. Същото може да се проследи и на Фигура II.7.

При сценария с ускорено извеждане на мощности от експлоатация, преди изтичане на експлоатационните им срокове, или до ограничаване на производството (вж. Фигура

П.16), позициите на страната ни на регионалния пазар, като износител, се ограничават след 2025 г., а след 2030 г. необходимостта от внос градира. На месечна база нуждата от внос надвишава 25% от вътрешното потребление, а в условия на върхово потребление вносът ще надвишава 30%. При такъв сценарий на вътрешния пазар има място за нови мощности, които да предлагат базово производство.

При разглеждане единствено на техническите показатели на централите може да се заключи, че поради наличие на надвишаващи нуждите на нашия пазар мощности в периода до 2040 г., те ще трябва да реализират енергията си на регионален пазар. След 2030 г. балансът между търсене и предлагане на регионален пазар ще играе все по-високо значение за работата на централите поради засилваща се тенденция за трансграничен обмен.

За да се отчетат възможностите за доставки при либерализиран пазар, при който конкуренцията на вносната електрическа енергия ще бъде все по-силен фактор за въздействие върху местните производители, горните технически оценки са доразвити с анализ на производствена себестойност, като показател за конкурентност.

7. Оценка на производствена себестойност и крайни цени

В рамките на Дейност III от проекта е изготвен задълбочен анализ и прогноза за равнищата на борсовите цени у нас и в региона, който е основан на пазарните принципи на търсенето и предлагането, и е базиран на множество сценарии при различна комбинация от определящи фактори. В настоящата част са използвани двата гранични сценария от Дейност III за определяне на прогнозен диапазон на изменение на борсовите цени за сравнение с условната производствена себестойност на вътрешен микс.

Тук 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. Тази оценка е отнесена към представените вече централи и групи централи, за които е дадена информация за ценообразуващите елементи и калкулации за определяне на доверителна оценка за производствена себестойност. Оценката се базира на данни за отделни производители и се използва за формиране на средна производствена себестойност на електрическата енергия за вътрешен пазар, за нуждите на анализа.

Оценката е разработена в две стъпки – (1) определяне на текуща условна цена микса на електрическата енергия на пазара у нас на база на оценки за производствена себестойност на производители, и (2) развитие на прогнози за условна цена на микса на електрическата енергия на пазара у нас на петгодишни периоди.

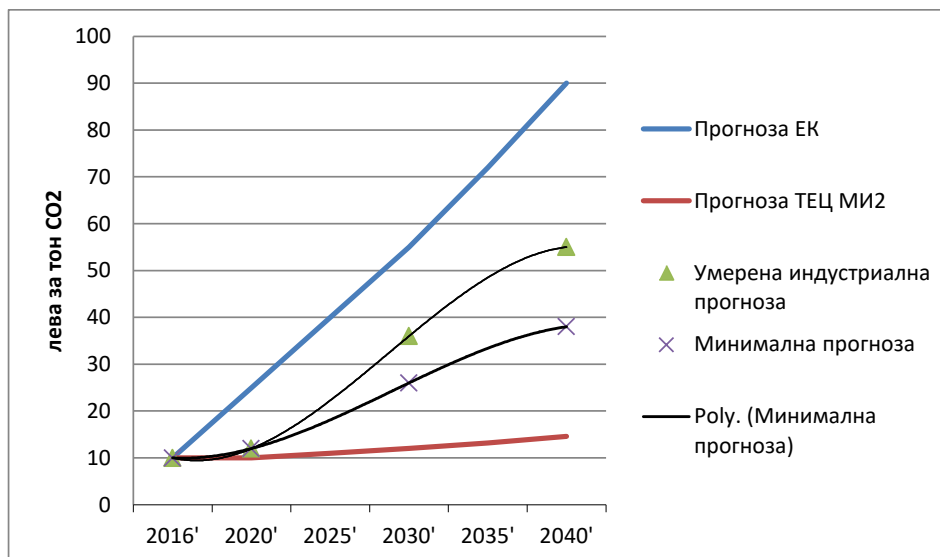
Основните фактори, които влияят върху производствената себестойност на отделните генериращи мощности, са:

- 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.

Оценката е представена подробно в Приложение II.3, а тук са представени основните допускания и резултати.

За оценка за изменение на цените на CO₂ емисиите, която има най-високо влияние върху неопределеността на оценките, е приета крива на ръста, базирана на умерени оценки (вж. Фигура II.17).

Фигура II.17. Прогнози за ценови трендове на CO₂



Източник: БАН по литературни данни.

За прогнозиране на другия съществен икономически фактор основно е акцентирано върху инвестиции за постигане на по-високи цели при опазване на околната среда при ТЕЦ, поради това че наскоро бяха гласувани нови норми за емисиите от димните газове на ТЕЦ, за което потенциално ще са необходими нови разходи, и които тепърва ще бъдат обект на оценка от операторите. Поради липса на окончателни данни от основните централи за разработване на прогнозите е използван подхода на мащабиране на наличните оценки и са изведени общи оценки за инвестиционната тежест в производствената себестойност.

По отношение на другите икономически параметри, които се отчитат при формиране на отделните елементи на прогнозната производствена себестойност, са направени следните допускания:

- инфлационни процеси – отразена е референтна стойност от Дейност I в размер на 2.07% годишно;
- приоритетно са използвани прогнозни данни за базови цени от EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions[1] (референтен сценарий за ЕС) Trends to 2050;
- горивна компонента – за различните централи и горива има диференциран подход, както е посочено в Приложение II.3;
- за инвестиционни разходи в нови централи (основно за ВЕИ централи) са използвани прогнозни данни за базови цени от референтния сценарий за ЕС[1].

За групиране на разходите на производителите в максимална степен са използвани подходите, залегнали в Наредба 1 от 2017 на КЕВР за регулиране на цените на

електрическата енергия и свързаните с нея указания за образуване на цените на електрическата енергия.

Текущата условна цена на микса у нас е определена за 2016 г., тъй като в периода 2013-2015 г. бяха внесени съществени законодателни и нормативни промени при ценообразуването в сектора, които в съвкупност се проявяват през 2016 г. Редица оценки сочат, че за 2016 г. т.нар. регулаторен дефицит е сведен до нула (включително и в доклада на Световна банка[22]), т.е. системата се характеризира с ценово балансиране. Това е и годината, в която започва работа „Българска независима енергийна борса“ ЕАД с платформа „ден-напред“. За същата година има оценка за референтна цена за активната електрическа енергия на пазара у нас, изготвена от КЕВР за нуждите на ценовото регулиране и която се използва в анализа за сравнение с получените резултати от моделирането.

За изследване на динамиката на ценообразуващи фактори за основни енергийни дружества, които формират над 70% от доставките за пазара, е изготвена по-детайлна разбивка за определяне на себестойност.

В резултат от разчетите е калкулирана текуща производствена себестойност на пазара у нас в размер на 111.2 лв. на MWh за 2016 г. Това е условна цена на микса, която би се получила, ако потреблението у нас се задоволява само от вътрешно производство. Тази цена трябва да се съотнася към оценките за цена на активна електрическа енергия на свободен пазар (73 лв. на MWh за 2016 г.) и цената на добавката ЗО (37 лв. на MWh за 2016 г.).

Разликата между двете се дължи на това, че част от дружествата формират производствена себестойност, която надвишава средната пазарна цена за страната, но тяхната енергия се изкупува в изпълнение на договорни или нормативни задължения.

На следваща стъпка са разработени прогнози за производствена себестойност за изследваните периоди.

При анализа на референтния сценарий е прието, че към 2030 г. ще бъде постигната цел за ВЕИ от 27%, но при внедряване на нови технологии с по-висока ефективност и пониски капиталови разходи. При разглеждане на алтернативата за нисък ръст на ВЕИ, условната цена на микса намалява към 2030 г., но в рамките на 1 до 2%.

В допълнение е прието, че подкрепата за ТЕЦ с комбинирано производство ще продължи, но тези, които сега използват въглища, ще преминават към гориво природен газ. Прието е също, че ще продължи прилагането на политиките на ЕС за опазване на околната среда и повишените изисквания за безопасност.

Ключова за прогнозните анализи е 2030 г., тъй като дотогава основна част от централите, които сега работят по гарантирани договори за изкупуване, трябва да работят на свободния пазар, т.е. въпросът за това дали са устойчиви на пазара е ключов към този период. Тогава се очаква постигане на по-високи цели за производство на електрическа енергия от ВЕИ.

От факторите, които имат силно влияние върху горната прогноза, трябва да се подчертае цената на CO₂ емисиите, разходите за инвестиции в отговор на новите емисионни лимити и натоварването на централите.

След проиграване на комбинациите за ценообразуващи фактори може да се направи обобщението, че производствената себестойност на ТЕЦ в комплекса Марица изток ще се движат в диапазона 120-150 лв. за MW час към 2030 г.

За илюстрация на резултатите, Фигура II.18 и Фигура II.19 представят сравнения на прогнозите за диапазона на изменение на борсови цени и производствените цени на основните въглищни централи, при умерена прогноза за цени на CO₂ емисиите.

Фигура II.18. Ценови диапазони на годишна база за 2030 г.



Източник: БАН.

От получените резултати се вижда, че основните въглищни централи запазват възможностите за конкурентно предлагане на пазара на електрическа енергия, вкл. при провеждане на мероприятия за подобряване на екологията си. Изостря се предизвикателството за пазарно предлагане на електрическа енергия в месеците на ниско потребление (вж. Фигура II.19).

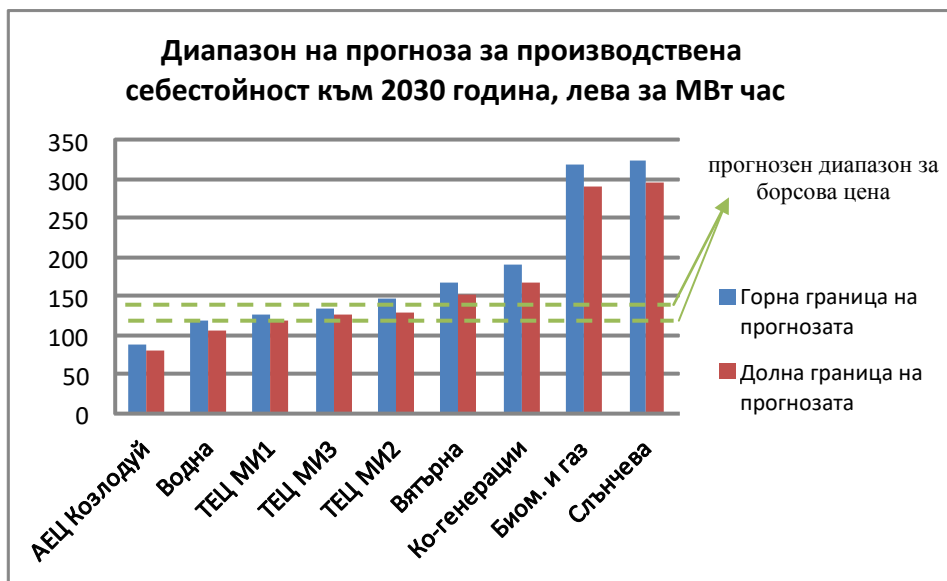
Фигура II.19. Ценови диапазони при ниски сезонни цени за 2030 г.



Източник: БАН.

Изводите за добър потенциал за предлагане на конкурентни услуги на нашия пазар на електрическа енергия към 2030 г. от страна на основните централи се потвърждават и от следващото сравнение на ценовите диапазони.

Фигура II.20. Ценови диапазони на националния пазар на ел. енергия – прогноза за 2030 г.

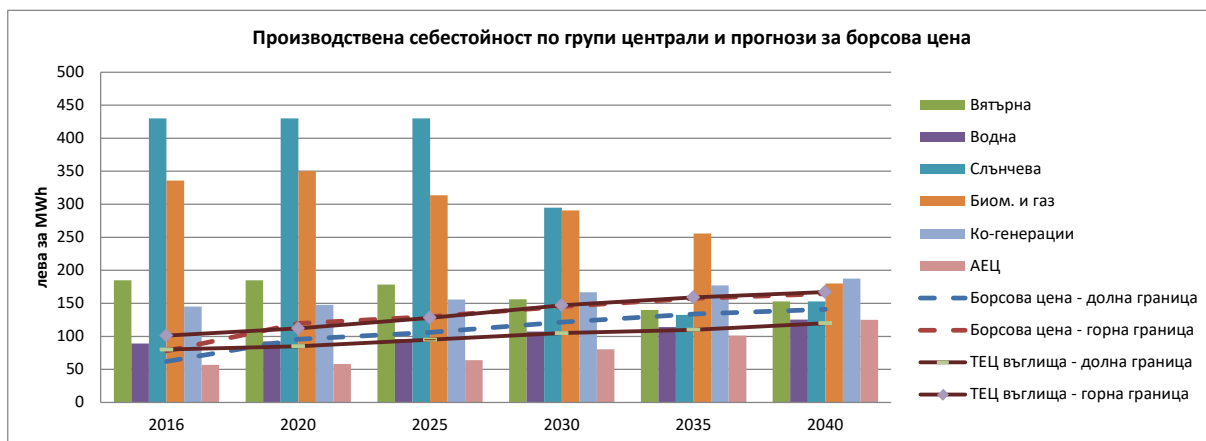


Източник: БАН.

Вижда се, че ТЕЦ попадат близко до диапазона на изменение на борсовите цени, което показва, че тяхната пазарна устойчивост ще зависи от успешната конкуренция при продажби във високите ценови сегменти на подвърхова и върхова енергия или на допълнителни услуги. При анализ на конкурентоспособността на конкретна централа трябва да се отчете конвергенцията с доминиращите фактори на влияние по отношение на борсовите цени в региона.

Фигура II.21 показва общо трендовете на прогнозните производствени себестойности по групи централи.

Фигура II.21. Трендове на прогнозните себестойности



Източник: БАН.

След 2020 г. приносът на добавка „Задължение към обществото” към формирането на крайни цени намалява, поради повишаване на цените на активната енергия на регионален пазар и излизане на централи от режима на преференциално изкупуване на

електрическата енергия. В този анализ добавката е интегрирана в прогнозите за производствена себестойност и съответно в условната цена на вътрешния микс.

Необходимост от добавка към цената на активната електрическа енергия, заплащана от крайните потребители, възниква, когато с нормативен документ или регулаторно решение за конкретни производители е допустимо да формират производствена себестойност, която е по-висока от пазарната цена активната електрическа енергия. Отчитането на пълния размер на производствена себестойност на производителите, които осигуряват вътрешното потребление, позволява да се оцени за кои производители и в какъв размер би била добавката, ако такава е допусната. От друга страна, за нуждите на формиране на прогнози за крайно цени при тези предпоставки, условната цена на микса вече съдържа всички производствени разходи (без печалба).

Влиянието на цените на регионалния пазар се отразява в това, че възможностите за износ разширяват реализацията за производители с по-ниска себестойност, които могат да предлагат електрическа енергия с печалба. При условията на недостиг в периоди на високо търсене, доставките се удовлетворяват от внос или от производители с по-висока себестойност при засилена конкуренция. По тази причина в Дейност III се определя конвергенцията между пазарните цени в региона, което е обобщаващ икономически показател за регионалния пазар, за разлика от условната цена на микса от вътрешното производство.

Посочените производствени цени на производителите формират очакванията за средни цени за доставка. На тяхна база се формират разнообразни тарифи за крайни клиенти, които включват търговски добавки и компенсации за товари дисбаланси (балансиране, реактивна енергия).

Сега в страните от Европейския съюз е приложимо групиране на разходите, които формират крайните цени на електрическа енергия, както следва:

- цена на активна електрическата енергия;
- цена на мрежовите услуги;
- добавки, които включват и „Задължение към обществото“.

Така за формиране на крайни цени за клиенти, към производствените цени трябва да се добавят следните компоненти:

- цена достъп и пренос през електропреносната мрежа (дължи се от всички потребители у нас) – включва поддържането на електропреносната мрежа, развитието ѝ, както и разходите за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи, разходи за студен резерв и допълнителни услуги. Заедно с производствените цени и предоставяне на системни услуги по балансиране, включително разходите за ПАВЕЦ в помпен режим, тези разходи формират пазар на едро;
- цена достъп и пренос през разпределителна мрежа на средно напрежение или ниско напрежение – включва поддържането на електроразпределителна мрежа, развитието ѝ, както и разходите за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи и допълнителни услуги;
- разходи, свързани със законови и договорни задължения за изкупуване на електрическа енергия, класифицирани като „задължение към обществото“ – заплащат се от всички крайни клиенти, като част от индустриалните клиенти имат

възможност за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници;

➤ данъци и акцизи.

В съответствие с горното, към определената условна цена на микса, която съдържа всички признати производствени разходи и добавки, трябва да се добавят посочените по-горе мрежови разходи за получаване на крайни цени.

Таблица II.7. Формиране на прогнозна цена за вътрешен пазар, в лева за MW час, без ДДС

Цена на едро, при база 2030 г.	Индустриални консуматори ВН	Индустриални консуматори СрН	Свободен пазар НН, СТП
123 лв/MWч	138	162	188

Източник: БАН.

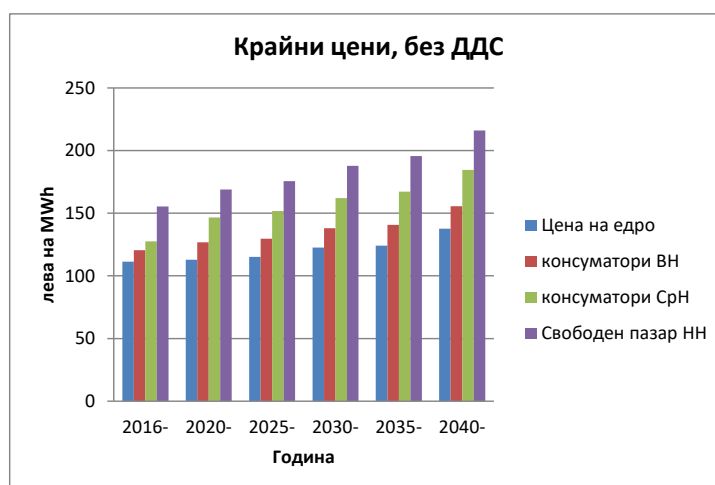
В горната таблица надбавките над цената на едро (условната цена на микса) са формирани само от мрежовите такси поради, което надбавките не са с висок дял в крайната цена.

Съществена промяна в прогнозата би възникнала при следните обстоятелства:

- Нормативно се приеме и се приложи добавка за възстановяване на дълговете на НЕК;
- Нормативно се приеме и се приложи добавка за възстановяване на разходи, възникнали при мащабно затваряне на производства;
- Нормативно се приеме и се приложи добавка за възстановяване на вложени средства за изграждане на нова мощност.

Подходът за установяване на условна цена на микса от вътрешно производство практически отчита дела на добавката „Задължение към обществото“, поради което тя не участва отделно при формиране на прогноза за крайна цена (вж. Фигура II.22).

Фигура II.22. Прогноза за крайни цени



Източник: БАН.

8. Оценка на риска на сценариите

Основните рискове, свързани с развитието на електрогенериращите мощности у нас, са свързани с условията, при които се осъществяват основните политики на ниво Европейски съюз, приложени в конкретните планове в сектор енергетика у нас.

Оценката на рисковете следва обсъждането на възможните сценарии за развитие и неопределеностите от административен, организационен, технически или икономически характер.

Настоящите оценки включват 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;
- за пазарното позициониране на частните електроцентрали, след изтичане на сроковете на договорите им за гарантирано изкупуване на електрическата енергия – окончателното решение за работа, извън хоризонта на специалното третиране, е обект на корпоративни решения, срещу което гарантирането на непрекъснатостта на електроснабдяването с дълъг хоризонт изисква въвеждане на критерии за системна стабилност и предприемане на мерки за гарантирането ѝ;
- градираща, поради зависимост от външни фактори, породени от засилващи се изисквания за повишена безопасност, опазване на здравето и екологични изисквания.

Конкурентният натиск от внос на електрическа енергия в България или конкуренцията на потенциалните пазари в региона, е много отчетлив извън студените зимни месеци, което изисква трайна промяна на прогнозите за работа на централите в годишен и месечен разрез. Този натиск създава известна несигурност за дългосрочно планиране на участието в задоволяване на потреблението на онези ЕЦ, които са собственост на частни дружества.

Трябва да се отчете, че политиката за въвеждане на все по-ефективни технологии в рамките на ЕС не се изчерпват със сега приетия Референтен документ. Фактически изискването на европейското законодателство е, че Комисията трябва да се стреми да актуализира референтните документи за най-добри налични технологии не по-късно от 8 години след публикуването на предходната им версия, т.е. въглищните централите ще продължат да са обект на натиск за ограничаване на нивата на емисиите.

Пазарните и технически неопределености създават предпоставки за негативно пазарно развитие за отделни централи, а оттам и до риск за балансиране на ЕЕС при минимални разходи. Този риск има значими измерения, ако възникне при прекратяване на експлоатацията с кратък срок на предизвестие, т.е. в срок от една година.

Типичен пример за това е взаимовръзката между работата на дружествата в комплекса Марица изток, при отпадане на значителен брой енергийни блокове и спадане на потреблението на въглища под 18 млн. т годишно. Това би създавало предпоставка за рязка промяна в условията за добив, и дори потенциално може да доведе до неговото пълно блокиране, т.е. до спиране и на онези енергийни блокове в ТЕЦ, които могат да работят. **На този риск трябва да се противопостави вариантът на планиран живот на енергийните блокове, който да позволи своевременна реорганизация в работата на Мини Марица Изток след 2030 г., и който би позволил ползването на този национален ресурс и след 2040 г. с висока степен на сигурност.**

Оценките за необходими мощности са разработени на база на прогнозите за вътрешно потребление, които предполагат умерен ръст на търсенето на електрическа енергия у нас. Тази прогноза също съдържа неопределеност, поради потенциала за въздействие върху крайното потребление, породен от новите технологии. Изхождайки от това, че посоката на влияние е както в повишение на търсенето (поради навлизане на все повече приложения на електрическа енергия), а и в намаление на използването (поради повишаване на енергийната ефективност), тук неопределеността от дълбока промяна на характера на електропотреблението не се определя като доминираща.

9. Изводи и препоръки

В изпълнение на задачите по Дейност II са изготвени общи дългосрочни прогнозни енергийни баланси на базата на прогнози и планове на предприятията, които осъществяват дейности в сектор енергетика, вкл. провеждане на консултации с такива.

Приоритетите при разработването на сценарии за развитие включват осигуряването на сигурността на снабдяването с електрическа енергия, за изпълнение на задълженията за дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия, както и в интерес на опазването на околната среда и насърчаването на нови технологии, вкл. в случаите, когато посредством пазарните механизми за инвестиции тези цели не могат да бъдат постигнати.

Реализацията на един или друг сценарий зависи от пазарните условия и стратегиите на съответните оператори за постигане на оптимални за тях финансови показатели, поради което е направена прогноза за производствена себестойност при различните сценарии.

При всички сценарии за развитие на електрогенериращите мощности у нас до 2025 г. се прогнозира успешното задоволяване на вътрешното потребление, вкл. като се отчита и потенциала за износ. Необходимите резерви за гарантиране на сигурността на ЕЕС са моделирани детайлно за 2030 и 2040г., като са определени нуждите от резерви за вторично и третично регулиране с цел балансиране при недостиг.

В този период страната ни продължава да е нетен износител в региона, като за енергийните предприятия осъществяването на износ подобрява техните икономически показатели, но не е основен пазарен сегмент на предоставяни услуги. За тях доставката на електрическа енергия и предоставянето на услуги за вътрешен пазар са основен приоритет при бизнес планиране.

Значителни промени в структурата и капацитета на електроенергийния баланс могат да възникнат в десетилетието след 2025 г., във връзка с наличието на нови изисквания към централите, използващи въглища, както и изтичането на настоящите договори за преференциално или задължително изкупуване на електрическа енергия за някои ВЕИ централи и ТЕЦ. Това налага разглеждане на различни сценарии в прогнозните анализи и оценката на възможностите за задоволяване на вътрешното търсене от сега действащите мощности.

В рамките на анализите са обсъждани четири сценария на развитие – оптимистичен (с работа на всички маришки ТЕЦ след 2040 г.), крайно песимистичен (с извеждане на всички ТЕЦ преди 2030 г.) и два междинни сценария – референтен (с планирано намаляване на мощностите) и песимистичен (с принудено затваряне на мощности в кратък период до 2035 г.).

Оптимистичният сценарий е при „отложена декарбонизация“, защото има възможност за реализацията му при допускането, че в хоризонта на планиране няма да има ръст в цените на CO₂ емисиите и задълбочаване на свързаните политики на ЕС. Крайният песимистичен сценарий се използва за определяне на разходи при едновременно извеждане на мощности и мини преди 2030 г. Песимистичният анализ служи за оценка на устойчивостта на ЕЕС при значимо намаление на генерацията в периода 2025-2035 г.

От проведените системни анализи, обхващащи всички сценарии без крайно песимистичния, се заключава, че за задоволяване на вътрешното търсене при умерен сценарий наличните централи са достатъчни, като към 2030 г. от кондензационни ТЕЦ се ползва 1450 MW бруто инсталирана мощност, която осигуряват 975 MW максимална разполагаемост за пазара и 200 MW за пазара на резерви.

Изчисленията показват следните резултати за натоварване на ТЕЦ в рамките на националната ЕЕС при референтен сценарий с ръст на ВЕИ:

- 1166 часа работа на максимална нетна мощност 975 MW основно в периода октомври-февруари;
- 2408 часа работа на максимална нетна мощност 880 MW през останалите часове от годината (през дневните максимални товари) без пролетния сезон;
- 3358 часа работа на максимална нетна мощност 660 MW през останалите часове от годината;
- 1828 часа принудително редиспичиране на нетна мощност 440 MW от оператора на ЕЕС основно през пролетта.

От пазарна гледна точка горните капацитети се разпределят както следва:

- 6932 часа или 5331 GWh по пазарна цена;
- 1828 часа или 804 GWh по цена за балансиране нагоре.

Алтернативният сценарий с нисък ръст на ВЕИ променя горните резултати, като за задоволяване на вътрешното търсене след 2030 г. от кондензационен тип централи се ползва 1750 MW бруто инсталирана мощност, които осигуряват 1220 MW максимална разполагаемост за пазара и 200 MW за пазара на резерви.

Изчисленията показват следните резултати за натоварване на ТЕЦ в рамките на националната ЕЕС:

- 1506 часа работа на максимална нетна мощност 1220 MW основно в периода октомври-февруари;
- 1166 часа работа на максимална нетна мощност 1100 MW през останалите часове от годината (през дневните максимални товари) без пролетния сезон;
- 2120 часа работа на максимална нетна мощност 880 MW и 3968 часа на максимална нетна мощност 660 MW (основно през пролетта);

Резултатите от анализите показват, че за нуждите на задоволяване на вътрешното търсене са необходими значително по-малко мощности от сега действащите. Тази разлика в капацитетите на централите и вътрешното търсене сега се компенсира, от една страна, от реализиран износ, при което ТЕЦ дават 40% от общото производство, а от друга, чрез ангажиране на мощности за студен резерв (**около 13% спрямо нетното електропотребление**).

При крайния песимистичен сценарий към 2030 г. вътрешното търсене не се задоволява успешно и се налага внос или изграждане на нови мощности.

При разработване на референтния сценарий с планирано извеждане на мощности, се поставя амбициозната задача да се определи подход, при който определените като необходими за задоволяване на вътрешното търсене мощности се осигуряват от налични енергийни блокове в комплекса Марица изток до 2040 г. и след това.

За да се достигне до сценарий, при който част от енергийните блокове 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.

Основите за комплексното програмиране се залагат в момента с разработването и обсъждането на искания за дерогации на отделните централи. 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. 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.

В резултат от обсъждане на референтния сценарий, се очаква към 2035 и 2040 г. в работа да има енергийни блокове на лигнитни въглища с инсталирана мощност от 1600 MW, като не се очертава нужда от допълнителни мощности за задоволяване на вътрешното търсене при минимален и умерен сценарий на потребление. При максимален сценарий за крайното електропотребление са необходими допълнително 550MW нови мощности. **Реализацията на сценариите за дългосрочна работа на централите зависи от прилагане на успешен пазарен модел за работа, след изтичане на сегашните договори за изкупуване и след успешно осъществяване на допълнителни програми за модернизация. Това обстоятелство съдържа и основен риск в планирането на електроенергийния баланс поради възможността от негативно развитие на бизнес програмите на отделни дружества в рамките на кратки срокове за предизвествие за промяната им.**

Планирането на нови мощности изисква съобразяване с типичните товарни режими в сезонен разрез, при което реализацията на произведената енергия извън зимните месеци трябва да се предлага с преимущество на регионалния пазар, поради ограниченото търсене на националния пазар. При сценариите с недостиг на производство на електрическа енергия, необходимостта от нови мощности е основно за централи с маневрени способности, а базова мощност с капацитети в диапазона 420 до 1200 MW (и до 1670 MW при алтернатива без ръст на ВЕИ към 2040 г.) може да се интегрира за вътрешен пазар, но при отчитане на силната сезонна зависимост при търсенето или при интегриране на акумулиращи технологии за увеличаване на разполагаемостта на кондензационните централи.

При интензивно въвеждане на нови ВЕИ централи не се решават системните проблеми при изведени ТЕЦ, а се увеличават разходите за допълнителни услуги поради увеличаване дяла 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-мощабни мерки за въвеждане на ВЕИ.

При дългосрочното планиране текущите задължителни показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия имат условен характер, но остава необходимостта от въвеждане на инструменти за прилагане на дългосрочна държавна политика, вкл. за осъществяване на политики за зелена енергетика или кръгова икономика.

Анализът на потенциала на съществуващите мощности показва, че в хоризонта на планиране влиянието на мощностите с приоритетно диспечирание или на тези с икономически най-ефективно производство ще продължава да е доминиращо на българския пазар. Поради това всяка нова мощност трябва да може да работи конкурентно на национален пазар в периодите на висока консумация, но и на регионален пазар в периодите на ограничено вътрешно търсене.

Пазарните механизми при либерализиран пазар въвеждат пазарната регулация, като предпоставка за промяна на мощностния баланс, но те действат с краткосрочна перспектива. 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.**

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 и на съществуващите централи.

За нуждите на настоящия анализ се допуска, че към 2021 г. „НЕК“ ЕАД ще бъде освободен от законово вменената роля на единствен купувач и обществен доставчик на електрическа енергия. Дотогава трябва да е решен и въпросът за покриване на финансовите дефицити в електроенергийната система, а ключови държавни дружества трябва да са преодолели негативния баланс между приходи и разходи. Подход за промяна на механизмите за тарифиране е обсъден това в Приложение II.3, точка „Избор на модел за управление на договори с преференции“.

Либерализацията на електроенергийния пазар поставя в различна светлина въпросите за обосноваване (гарантиране) на инвестициите за нови електрически централи или реализация на мащабни модернизации за съществуващи централи. Работата в условията на либерализиран електроенергиен пазар предполага промяна и на модела на работа на групата предприятия в рамките на „БЕХ“ ЕАД, така че да се осигури тяхната конкурентоспособност в условията на повишаваща се конкуренция на националния и регионалния пазар вследствие на регионалната интеграция след 2020 г. Например, възможно е дружествата в групата на „БЕХ“ ЕАД да преразгледат политиката за самостоятелно опериране на пазара и преминаване към система с общотърговско предлагане. Конкретни стъпки за подобряване на финансовото състояние на НЕК ЕАД се предлагат в анализа на Световната банка, на база на които трябва да се предприемат действия за балансиране на системата на електропроизводство и разпределение.

На база на анализа на режимите на работа на основните ни мощности и развитието на регионалния пазар, в заключение е изготвено предложение за **стратегии за развитие с цел гарантиране на сигурността 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 премахване на наложените от КЕВР пределни цени за балансиране.
- обвързване на почасовите цени от пазарите за следващ ден и в рамките на деня с тези на балансиращия пазар с цел предотвратяване на непазарно поведение от страна на пазарните участници;
- обединение на пазарите в региона (в т.ч. в рамките на деня и балансиращ пазар) поне на ниво държави-членки – задължение към тях до 2020 г.;
- присъединяване на оператора на ЕЕС към един от регионалните центрове за оценки и координиране на адекватността, сигурността и междусистемните преносни способности в кратък срок. Тези задължения и срокове са вследствие на изпълнението на регламент (ЕС) 2017/1485 на комисията, както и на подписания многостранен договор между системните оператори и ENTSO-E на 10.12.2015 г.;
- активно участие на оператора на ЕЕС в процесите за презгранично споделяне на резервни мощности и координирано взаимно компенсиране на системните небаланси;
- обединение (поне на ниво държави-членки) на ЕЕС в **общ регионален контролен блок за управление** с цел интегриране на ВЕИ при гарантиране на сигурността на ЕЕС на по-високо йерархично ниво за управление – срок след 2020 г.

Използвана литература

- [1] EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.
- [2] International Energy Agency, Tracking Clean Energy Progress 2017.
- [3] Report of the High-Level Commission on Carbon Prices, a World Bank Group initiative, 2017.
- [4] World Energy Scenarios to 2060, the 23rd World Energy Congress release, 2016.
- [5] BP Energy Outlook 2017 edition.
- [6] Annual energy paper: the deep de-carbonization of electricity grids, J.P.Morgan, 2015.
- [7] Medium and Long Term Natural Gas Outlook 2017, CEDIGAZ, the International Association for Natural Gas.
- [8] Forecast for EU carbon prices in next decade, (Reuters) May 24, 2017.
- [9] International Energy Agency, World Energy Outlook 2016.
- [10] Заявление за утвърждаване на цени на електрическата енергия, 31.03.2017, „НЕК“ ЕАД.
- [11] World Bank Commodities Price Forecast (26 April 2017).
- [12] Energy prices and costs in Europe, 2016, REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS (com_2016_769.en_).
- [13] PRICES AND COSTS OF EU ENERGY, Ecofys 2016 by order of: European Commission (report_ecofys2016).

- [14] Infrastructure to 2030 VOLUME 2 MAPPING POLICY FOR ELECTRICITY, WATER AND TRANSPORT (40953164 OECD).
- [15] Cambridge Economic Policy Associates, 2015, изготвени по поръчка на ЕК.
- [16] Решение № Ц – 19 от 01.07.2017 на КЕВР.
- [17] Доклад за нуждите на Проекта Приложение О5 – Национален институт по метеорология и хидрология при БАН.
- [18] Доклад за нуждите на Проекта Приложение О3 – Централна лаборатория по слънчева енергия и нови енергийни източници при БАН.
- [19] Доклад за нуждите на Проекта Приложение О2 – Институт по електрохимия и енергийни системи „Акад. Е. Будевски” при БАН.
- [20] Доклад за нуждите на Проекта Приложение О4 – Институт по инженерна химия при БАН.
- [21] Доклад за нуждите на Проекта Приложение О1 – Институт по металознание, съоръжения и технологии „Акад. Ангел Балеvски“ с Център по хидро- и аеродинамика при БАН.
- [22] Supporting investments into renewable electricity in context of deep market integration of RES-e after 2020, Imperial College London, 2016.
- [23] Осъществяване на преход към финансова стабилизация и пазарна реформа на енергийния сектор Доклад на Световна Банка за МЕ, 2016.
- [24] План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026г., „ЕСО“ ЕАД.
- [25] БЮЛЕТИН ЗА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕТО НА ЕНЕРГЕТИКАТА НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ 2016 Г.

ДЕЙНОСТ III. „ИЗСЛЕДВАНЕ НА ТЕНДЕНЦИИТЕ НА РАЗВИТИЕ НА ЕНЕРГИЙНИТЕ ПАЗАРИ В ЕВРОПА И ВЪЗМОЖНОСТИТЕ НА БЪЛГАРИЯ ДА ПРОДЪЛЖИ ДА БЪДЕ ИЗНОСИТЕЛ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ”

Съгласно заданието на проекта, по Дейност III се предвижда да се изследват тенденциите на развитие на енергийните пазари в Европа и в региона, като целта е да се направи оценка относно възможностите на България да продължи да бъде износител на електроенергия. Изследването се осъществява в следните поддейности:

- Изследва се структурата, обема и динамиката на износа на електрическа енергия от България за периода след 1990 г. и акцент върху последните 10 години. Изследването е извършено на основата на анализа на глобалните, европейските и регионалните тенденции в презграничната търговия с електрическа енергия, като са изведени и основните фактори, които определят неговата динамика и ефектите от износа върху развитието на сектора и икономиката на България.
- Извеждат се основните тенденции на електроенергийните борси в ЕС и региона в сравнителен план, като на тази основа се идентифицират основните фактори за търсенето, предлагането и цените. Върху този анализ се стъпва при прогнозирането на търсенето на електроенергия в региона, както и при структурирането на модела за прогнозиране на борсовите цени.
- Изследва се производството и потреблението на електрическа енергия в 10-те държави в региона, в които се осъществява износ от България. Разработени са 10 анализа (за всяка страна), като се обобщава широк кръг информация от национални и международни източници. Специално внимание се отделя на националните планове и стратегии (действащи и предходни), за да се предвиди бъдещото развитие, и на тази основа е направена прогноза за всяка отделна страна и обобщена прогноза за мощностите и потребностите от електрическа енергия, включително и от внос.
- На основата на изведените фактори и тенденции е конструиран модел за прогнозиране на борсови цени, като резултатите от прогнозата са обобщени в три сценария.

Основният подход в настоящия раздел се основава на разбирането по отношение на това дали България ще продължи да бъде нетен износител на електроенергия зависи както от развитието на сектора и потреблението в България, така и от развитието на електроенергийните системи, либерализацията и свързаността в региона. Колкото повече се либерализират пазарите, толкова повече регионалните фактори ще доминират. В началото на тази част от изследването е направен анализ на световните тенденции и тенденциите в развитието на европейския пазар на електрическа енергия, като те се сравняват с процесите, извършвани в региона. Неговата разнородност от гледна точка на членството в ЕС и перспективата за такова се отразява върху политиките и развитието на електроенергийния сектор.

1. Изследване на структурата, обема и динамиката на българския износ на електрическа енергия

1.1. Глобални тенденции в международната търговия на електрическа енергия

Световното брутно производство на електроенергия се увеличава от 6287 на 23 815 ТВтч, със среден годишен темп на растеж от 3.4% между 1974 и 2014 г. Нарастването е основно за сметка на страните извън ОИСР. През 2011 г. производството на електроенергия извън ОИСР за първи път надхвърля това в държавите-членки на ОИСР.

Световното общо крайно потребление на електроенергия устойчиво нараства, като през 2014 г. достига 19 841 ТВтч. Голяма част от нарастването на потреблението на електроенергия в държавите-членки на ОИСР е при домакинствата, търговията и общественения сектор. Съвкупният дял от общото потребление на тези три сектора се увеличава от 48.4% през 1974 г. на 63% през 2014 г. Въпреки че консумираната електроенергия в промишлеността се увеличава от 1874 ТВтч през 1974 г. до 2983 ТВтч през 2014 г., дялът ѝ в общото потребление на електроенергия в ОИСР намалява от 48.8% през 1974 г. до 32% през 2014 г. През 2009 г. тя губи водещата си позиция за сметка на потреблението на домакинствата и секторите на търговията и обществените услуги. **Ниските темпове на икономически растеж, структурните промени и подобренията в ефективността на енергоемките преработвателни и производствени отрасли водят до относително ниските темпове на растеж в потреблението на електроенергия в промишлеността, в сравнение с това при домакинствата и търговските и обществените услуги (IEA, Electricity information 2016, p. xii).**

Либерализацията на световната търговия с електрическа енергия съдейства за нейното нарастване. В Европа вносът на електроенергия нараства със среден годишен темп от 4.5% между 1974 и 2015 г., а в Северна и Южна Америка общият внос се увеличава със среден годишен темп от 3.9% за същия период. Трансферите на електроенергия между съседни региони се разрастват изключително бързо и се формират регионални електроенергийни пазари (IEA, Electricity information 2016, p. xi). Обменът между регионите, основаващ се на разликите в националните производствени разходи, е икономически обосноваван, а колебанията в натоварването се балансират чрез обмен със съседни страни. Такъв обмен намалява общите резерви, необходими за диверсифициране на потенциалните източници на доставки. Излишният капацитет в съседен регион може да бъде резултат не само от прости различия във времето на натоварване, но и от разликите в климата (сезонни колебания, възобновяеми ресурси), икономическата структура и времето на прекъсванията за принудителни и планирани ремонти. Като цяло производството, потреблението и търговията с електрическа енергия в глобален мащаб устойчиво нарастват. При производството и потреблението, развиващите се икономики вече изпреварват това на развитите страни, което може да бъде обяснено с (положителните) промени в структурата на икономиките на държавите-членки на ОИСР – увеличава се ефективността от използването на енергията и нараства дялът на възобновяемите източници.

Според прогнозите на International Energy Agency (IEA, World Energy Outlook 2016, p. 244-251), развитите икономики в Северна Америка и Европа ще имат по-ниски темпове на икономически растеж, намаляващ дял на енергийноинтензивно производство и относително стабилни нива на потребление на енергия и електрическа енергия. Въпреки че са много различни помежду си, развиващите се икономики като цяло очакват по-високи темпове на растеж, рязко нарастване на търсенето и ориентиране

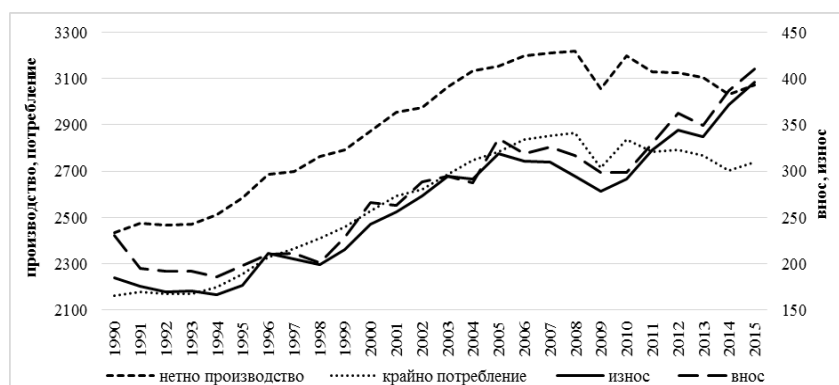
към все повече потребление на електроенергия. При запазване на действащите политики, според IEA съвкупното световно търсене ще нараства средногодишно с 2.3% до 2040 г., като в развитите икономики то ще нараства по-бавно, отколкото в останалия свят.

Според прогнозата на U.S. Energy Information Administration (EIA, International Energy Outlook 2016, р. 81-99), електрическата енергия е най-бързо растящата форма на крайно енергийно потребление в света, като се очаква нетното производство да нарасне с 69% (1.9% средногодишно, 13 900 тВтч) до 2040 г. И в тази прогноза се предвижда производството на електроенергия в развиващите се държави да превишава значително това в държавите-членки на ОИСР (съответно 9900 и 4000 тВтч).

1.2. Общи тенденции във вноса и износа на електрическа енергия в ЕС⁶⁹

В ЕС производството и потреблението на електрическа енергия през целия период от 1990 до 2015 г. демонстрират сходни трендове. Единственият по-значителен спад за периода е по време на глобалната финансова криза през 2009 г. През 2010 г. се наблюдава известно повишение на двата показателя, но след това и производството, и потреблението спадат плавно. Това може да бъде обяснено с няколко фактора. От една страна, негативно влияние върху производството и потреблението оказват ефектите от глобалната криза (свиването на съвкупното потребление и разполагаем доход, предпазливостта при разширяване и развитие на производства и т.н.), както и започналата през 2011 г. суверенна криза в ЕС, която засяга най-силно някои от най-големите икономики в Съюза. От друга страна, ЕС предприема все повече и по-активни мерки за повишаване на енергийната ефективност, въвеждане на възобновяеми източници и извеждане на стари, вредни за околната среда производства на електроенергия, които също оказват влияние в посока към намаляване на производството, а оттам и на потреблението.

Фигура III.1. Производство, потребление, износ и внос на електрическа енергия на ЕС (ТВтч)



Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

Трансграничната търговия с електроенергия на почти всички държави в ЕС е концентрирана предимно от и за други държави-членки.

⁶⁹ Поради начина на отчитане на движението на търговските потоци, не може да бъде направено обобщение за това каква част от износа (и съответно от вноса) на различните държави е от собствено производство (съответно – за собствено потребление), и каква е транзит за други държави.

В Европейския съюз се наблюдава силна концентрация на производството и потреблението на електрическа енергия в няколко държави, които са най-големите икономики в Съюза (Германия, Испания, Франция, Италия и Великобритания). Намалването на производството и потреблението, свързано с глобалната финансова криза и дълговата криза в ЕС, се разпределя относително равномерно между държавите-членки, като при почти всички спадът е близък до общия за ЕС – с около 5%. В някои държави производството не намалява, а расте. Потреблението след 2009 до 2015 г. в Полша, Унгария и Румъния е повече от това през 2008 г. В периода след кризата повечето държави увеличават производството на електрическа енергия, с което се намаляват вътрешните дефицити, а в някои страни се увеличава износа.

При търговията с електроенергия също се наблюдава концентрация в малко на брой страни.

Таблица III.1. Относителен дял на нетния износ на страната към производството на електроенергия (%)

GEO/TIME	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ЕС (28)	-0.8	-0.2	-0.5	0.0	0.1	-0.5	-0.3	-0.5	-0.7	-0.7	-0.2	-0.2	-0.6	-0.4	-0.5	-0.5
Еврозона (19)	-0.9	-1.1	-1.2	-0.8	-0.7	-1.7	-1.1	-1.3	-1.1	-1.1	-1.0	-1.3	-1.5	-0.9	-1.0	-0.9
Австрия	2.3	-0.4	-1.2	-9.8	-5.0	-4.2	-11.0	-10.5	-7.5	-1.2	-3.4	-13.1	-4.0	-11.2	-14.8	-16.3
Белгия	-5.4	-11.9	-9.7	-7.9	-9.5	-7.6	-12.4	-8.0	-13.0	2.1	-0.6	-2.9	-12.5	-12.0	-25.2	-30.8
България	12.5	17.5	16.3	14.3	15.7	18.8	18.6	11.5	13.1	13.1	20.0	23.3	19.4	15.5	21.9	23.6
Великобритания	-3.9	-2.8	-2.3	-0.6	-2.0	-2.2	-2.0	-1.4	-3.0	-0.8	-0.7	-1.8	-3.4	-4.2	-6.4	-6.5
Германия	-0.6	-0.7	-1.8	0.6	0.5	0.8	2.8	2.8	3.3	2.2	2.5	0.7	3.5	5.3	5.7	7.9
Гърция	0.0	-5.0	-5.7	-3.9	-5.1	-6.8	-7.4	-7.4	-9.4	-7.8	-10.7	-6.0	-3.3	-3.6	-18.9	-20.1
Дания	-1.9	1.6	5.5	19.5	7.5	-4.0	16.1	2.5	-4.2	-1.0	3.1	-3.9	-17.9	-3.3	-9.3	-21.2
Естония	12.2	8.2	9.0	20.8	19.4	17.6	8.6	22.1	9.9	-1.0	27.7	30.5	21.3	30.3	25.0	10.2
Ирландия	-0.4	1.1	-2.1	-4.8	-6.4	-8.2	-6.8	-4.9	-1.6	-2.8	-1.7	-1.9	-1.6	-8.9	-8.5	-2.4
Испания	-2.1	-1.5	-2.3	-0.5	1.1	0.5	1.1	2.0	3.7	2.9	2.9	2.2	3.9	2.5	1.3	0.05
Италия	-16.8	-18.2	-18.7	-18.2	-15.7	-16.9	-14.9	-15.4	-13.0	-16.0	-15.2	-15.7	-15.0	-15.1	-16.2	-17.0
Кипър	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Латвия	-48.4	-51.0	-66.6	-75.9	-50.0	-48.6	-56.3	-68.1	-51.4	-31.9	-14.4	-22.4	-29.6	-23.4	-49.0	-35.8
Литва	13.3	30.0	40.3	42.1	40.6	21.8	3.8	10.7	7.5	20.7	-112.0	-151.6	-141.2	-156.1	-184.0	-154.1
Люксембург	-504.2	-335.4	-94.6	-104.7	-82.2	-79.4	-82.7	-100.0	-123.5	-89.2	-89.1	-121.2	-108.6	-173.0	-166.6	-204.9
Малта	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-85.1
Полша	4.8	5.1	5.4	7.3	6.6	7.8	7.4	3.7	0.5	1.6	0.9	3.5	1.9	3.0	-1.5	0.2
Португалия	-2.2	-0.5	-4.3	-6.2	-14.9	-15.2	-11.5	-16.3	-21.2	-9.8	-5.0	-5.5	-17.4	-5.5	-1.8	-4.4
Румъния	1.4	2.6	5.6	4.1	2.2	5.2	7.3	3.7	7.1	4.3	4.1	3.4	-0.5	3.7	11.7	11.0
Словакия	9.7	12.4	13.9	7.9	6.6	11.1	8.1	-6.7	-2.0	-5.4	-4.1	-2.8	-1.5	-0.3	-4.4	-9.6
Словения	10.3	13.0	8.3	-1.3	5.3	2.3	-0.3	-1.6	10.4	19.9	13.8	9.1	7.1	8.5	16.6	0.3
Унгария	-10.7	-9.4	-12.7	-22.1	-23.9	-18.7	-21.6	-10.7	-10.4	-16.5	-15.0	-19.8	-24.6	-42.4	-49.4	-48.6
Финландия	-17.7	-14.0	-16.6	-6.0	-5.9	-25.1	-14.5	-16.1	-17.1	-17.5	-13.6	-19.7	-25.8	-23.0	-27.4	-24.7
Франция	13.5	13.0	14.4	12.2	11.3	11.0	11.5	10.4	8.8	5.1	5.6	10.5	8.2	8.9	12.4	11.8
Холандия	-22.0	-19.2	-17.8	-18.3	-16.7	-19.1	-22.7	-17.5	-15.4	-4.5	-2.4	-8.3	-17.3	-18.8	-14.9	-8.3
Хърватия	-31.4	-20.4	-24.8	-26.1	-22.2	-34.7	-39.8	-48.5	-48.6	-38.4	-27.5	-65.3	-71.5	-28.3	-30.0	-61.8
Чехия	14.7	13.9	16.2	21.1	20.2	16.6	16.2	19.8	14.9	18.0	19.1	21.3	21.3	21.2	20.6	16.3
Швеция	-3.3	4.6	-3.7	-9.7	1.4	4.8	-4.3	-0.9	1.3	-3.5	-1.4	4.9	12.0	6.7	10.4	14.2

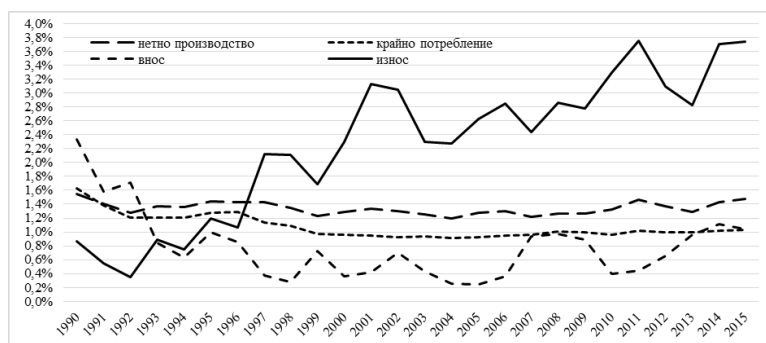
Бележка: Маркираните данни показват положителни стойности на съотношението нетен износ към национално нетно производство.

Източник: Изчисления на БАН по данни на Eurostat.

1.3. Износ и внос на електрическа енергия от/в България

През 2015 г. България произвежда 1.46% от електрическата енергия в ЕС. За целия период 1992-2015 г. нетното производство на страната поддържа относително непроменлив дял от общото производство на всички държави в ЕС – в граници между 1.2 и 1.5%. Крайното потребление на електричество в България също поддържа устойчив дял от това на ЕС, който обаче е значително по-нисък от този на производството (с около 0.5 пр.п. по-малко от производството) – 1.03% през 2015 г.

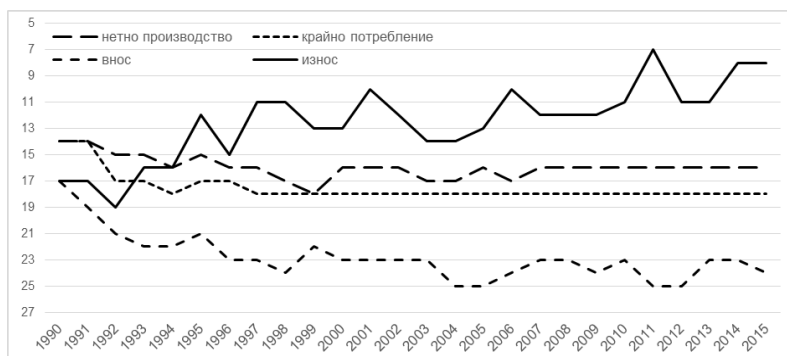
Фигура III.2. Дял на България в производство и търговия с електроенергия в ЕС (%)



Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

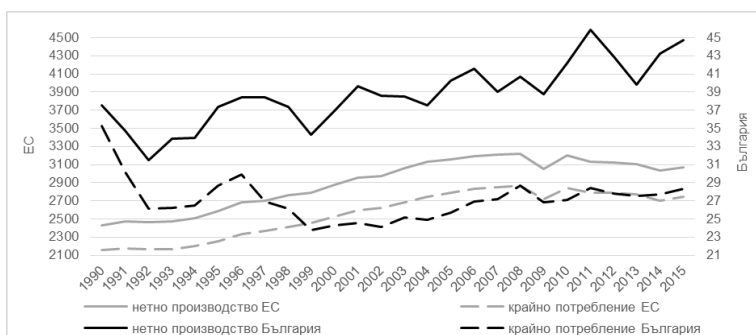
България заема 16-то място в ЕС по производство и на 18-то място по потребление на електрическа енергия през 2015 г.

Фигура III.3. Място на България в ЕС (позиция спрямо останалите държави-членки)



Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

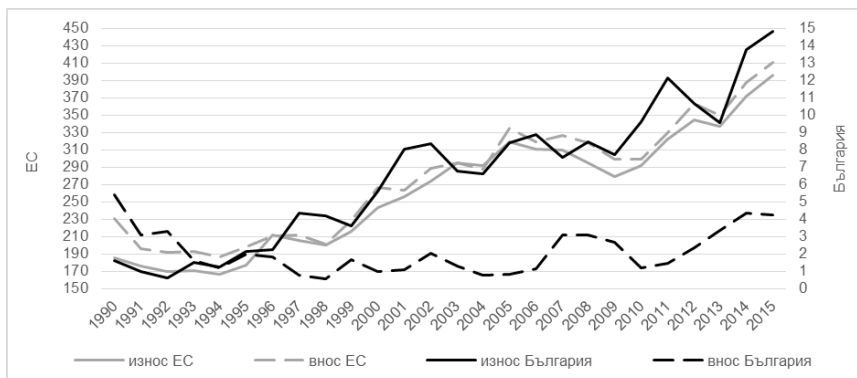
Фигура III.4. Производство и потребление на електроенергия в ЕС и България (ТВтч)



Източник: Eurostat, nrg_105a.

Българският износ на електрическа енергия показва тенденция към нарастване със значителни флукуации. Една от най-големите слабости на износа на електрическа енергия от България е голямата му волатилност, особено в сравнение с общите за ЕС тенденции.

Фигура III.5. Внос и износ на електроенергия в ЕС и България (ТВтч)

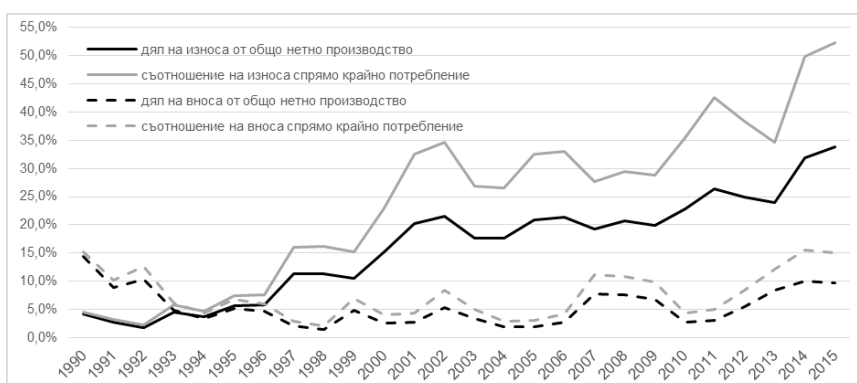


Източник: Eurostat, nrg_125a и nrg_135a.

Въпреки колебанията в обема на износа, България е един от устойчивите нетни износители на електрическа енергия в ЕС.

Износът на електрическа енергия заема все по-голям дял в енергийния баланс на България. Могат отчетливо да бъдат изведени няколко периода в рамките на изследвания времеви ред – до 1996 г. (5% от нетното производство отива за износ), 1997-2000 г. (около 10%), 2001-2009 г. (17-18%), 2010-2013 г. (20-22%) и 2014-2015 г. (около 30%). Износът нараства значително по-бързо от производството, докато вътрешното потребление остава на почти едно и също ниво през почти целия период.

Фигура III.6. Дял на износа в производството и съотношение с потреблението (%)



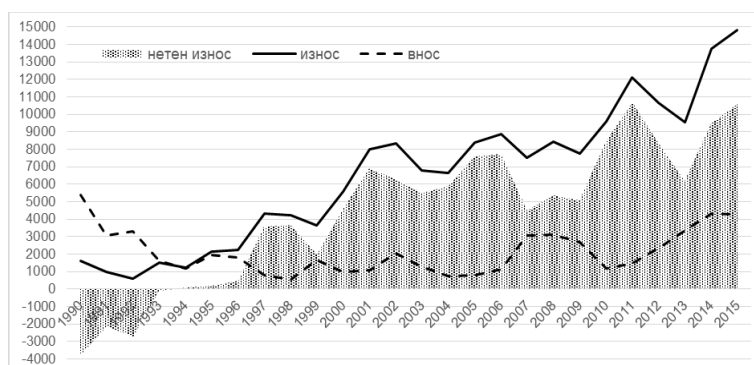
Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

България има все по-експортно ориентирана електроенергетика. Това, от една страна, може да се разглежда като положително явление, тъй като носи приходи и стимулира производството, а от друга страна, носи и рискове във връзка с колебанията на търсенето на електрическа енергия и на нейните цени.

Общата тенденция, която се наблюдава при износа на електрическа енергия от България в периода 1990-2015 г., е за трайно нарастване – общо над 9 пъти, с общо 13.2 ТВтч за целия период. Общата тенденция на увеличение на износа обаче е свързана и

със сериозни колебания. Най-значителен ръст спрямо предходната година е отбелязан през 1993 г. (160%), 2000 и 2001 г. (съответно 54 и 44%) и 2014 г. (45%), а най-голям спад – в началото на периода – 1991 и 1992 г. (по 40%), през 1994 и 2003 г. (по 18%) и през 2009 г. (8%). Най-големият в стойностно изражение спад в изнасяната от България електрическа енергия е през 2003 г. (1563 ГВтч), 2007 г. (1349 ГВтч) и 2012-2013 г. (общо 2578 ГВтч). След 2009 г. ръстът на износа е най-голям – почти 2 пъти (общо с над 7 ТВтч). Глобалната финансова криза стимулира увеличаването на износа, което е свързано както с намалялото вътрешно потребление, така и с външното търсене.

Фигура III.7. Износ, внос и нетен износ на електрическа енергия на България (ГВтч)

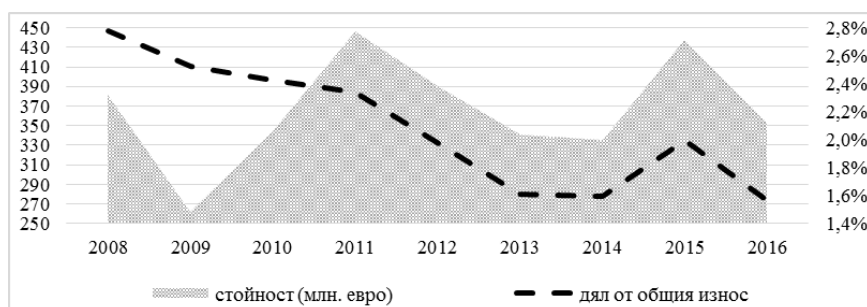


Източник: Eurostat, nrg_125a и nrg_135a.

След 1994 г. балансът в търговията с електрическа енергия има постоянно положително измерение, което като цяло има тенденция към нарастване.

Номиналната стойност на износа остава почти непроменена от началото до края на периода (съответно 382 млн. евро през 2008 г. и 353 млн. евро през 2016 г.). Резкият спад през 2009 г. (с близо 50% до 262 млн. евро), последван от нарастване до пикова за периода стойност (446 млн. евро през 2011 г.), могат да бъдат обяснени с ефектите на глобалната финансова криза върху пазара на енергийни ресурси. Следва спад на стойността на експорта до 336 млн. евро до 2014 г. След предприетите от регулатора в България мерки за отстраняване на заплащането на добавки върху цената за пренос на електроенергия за износ, се отчита повишаване на ценовата му конкурентоспособност и стойността на експорта нараства до 437 млн. евро през 2015 г., за да намалее отново през 2016 г., достигайки 353 млн. евро. Положителната реакция на стойността на износа е ясен индикатор за ефекта от регулаторната дейност върху конкурентоспособността на българската електроенергия.

Фигура III.8. Износ на електроенергия от България



Източник: Eurostat, DS-016893, nama_10_gdp.

През целия наблюдаван период в България балансът по търговската сметка по отношение на електрическата енергия е положителен, макар и с намаляващо измерение – от 376 млн. евро през 2008 г. до 198 млн. евро през 2016 г.

България реализира малки обеми на внос на електроенергия, като в преобладаващата си част отчетеният от статистиката внос се явява транзит към съседни държави.

По данни от БЕХ, над 99.5% от вноса на електрическа енергия в България през последните 3 години е предназначен за транзитно преминаване през страната. Тъй като не се води отделна статистика за тези трансфери, а износът на България превишава вноса няколко (около 3) пъти, не може да бъде направено базирано на данни заключение за крайната дестинация.

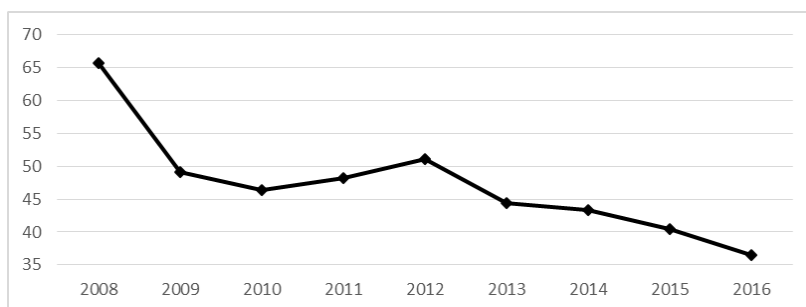
Таблица III.2. Транзит на електроенергия през България (ГВтч)

	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Транзит	3327	4271	4226
Внос	3351	4319	4251
Разлика (чист внос)	24	48	25

Източник: Eurostat, nrg_125a и БЕХ.

От гледна точка на цената на износа на електрическа енергия⁷⁰, тенденцията, която се наблюдава в рамките на изследвания период в България, е към намаляване на цената – от близо 66 евро на МВтч през 2008 г., през 45-50 евро през 2009-2013 г., до 40 евро през 2015 г. и 36.5 евро през 2016 г. От началото на 2017 г. цената отново започва да се покачва. Тази тенденция е показателна по отношение на възможностите на България да поддържа ценовата конкурентоспособност на износа на електроенергия спрямо регионалните си конкуренти.

Фигура III.9. Цена на износа на електрическа енергия от България (евро/МВтч)



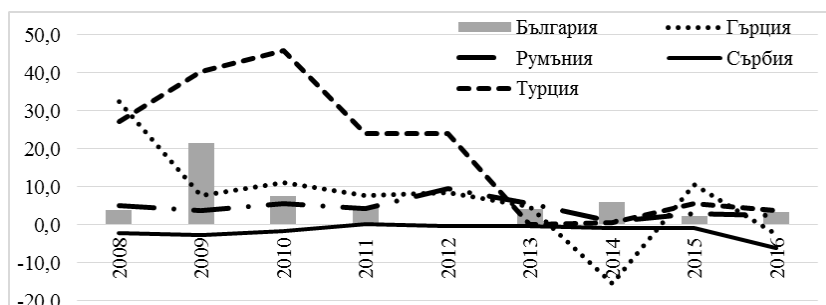
Източник: ITC calculations.

⁷⁰ Един от основните дефицити, идентифициран при проучване на множество национални и международни анализи на външната търговия с електрическа енергия, е невъзможността да се изведе обща средна цена на едро на единица електричество при вноса и износа на отделните държави. Затова е трудно да се оценят конкурентните предимства на държавите от ценова гледна точка и никое от проучените изследвания не анализира общите цени на едро на електроенергия. В тази част от анализа е направен опит да се преодолее този недостатък на съществуващите изследвания, като е представен анализ на динамиката на цените на износа и вноса на електрическа енергия (продуктов ред 2716 от КН), по изчисления на ITC, базирани на статистика от UN COMTRADE, оценени от за периода 2008-2016 г.

Сериозният спад през 2009 г. може донякъде да бъде обяснен с глобалната финансова криза и намаляването на цените на всички енергоносители на световния пазар, както и навлизането на ВЕИ на европейските пазари на електроенергия, които въздействат за намаляване на пазарните цени, свързано със субсидиите. Наблюдаваното след 2013 г. увеличение на износа се дължи до голяма степен на промените в регулациите, предприети след сериозния спад в количеството на износа през 2012 и 2013 г. Подобна на износа е и промяната в цената на вноса на електрическа енергия в България – наблюдава се сериозен спад за периода 2008-2016 г. (от 62 до 34 евро/МВтч).

Като положителен може да се отбележи фактът, че за целия наблюдаван период цената на износа в България превишава тази на вноса, като за последните години разликата е относително малка – 3.3 евро/МВтч за 2016 г. Единственото изключение е 2009 г., когато износът е с 21.6 евро/МВтч по-скъп от вноса. Сходна е разликата между цената на износа и вноса през 2016 г. и при най-сериозния регионален ценови конкурент (Румъния), и при най-големия вносител от България (Турция), като и при двете държави, за разлика от България, се наблюдават сериозни колебания в различните години. Сред държавите в близост до региона единствено Австрия поддържа по-висока положителна разлика между цените на износа и вноса на електрическа енергия през всички години след 2010 г., като за 2016 г. тя е 6.6 евро за МВтч. При Сърбия, Словакия и Словения вносът е по-скъп от износа през целия наблюдаван период (за 2016 г. съответно с 6.1, 3.5 и 1.5 евро/МВтч), а за 2016 г. другите държави, в които цената на импорта надвишава тази на експорта, са Гърция (2.4), Хърватска (4.8) и Унгария (0.2).

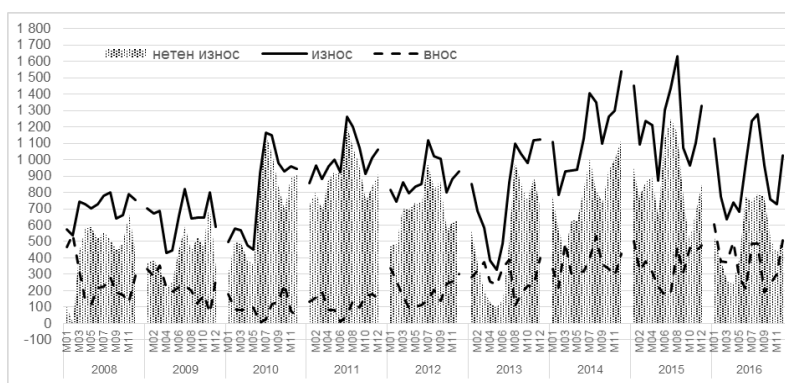
Фигура III.10. Разлика между цената на износа и вноса на електроенергия (евро/МВтч)



Източник: ITC calculations.

Периодът 2008-2016 г. е разгледан и с месечни данни, за да се установи дали има сезонност в износа на електрическа енергия. **Износът има по-високи стойности през летните месеци (с най-високи стойности през юли и август), малко по-ниски през зимните месеци (ноември-януари), и много ниски – през май.** При вноса най-високи са стойностите в края на зимата – най-голямо е количеството на транзитираната електрическа енергия през декември-март (с пик през декември), а най-ниски – в началото и края на лятото (май, юни и септември).

Фигура III.11. Износ, внос и нетен износ на електрическа енергия, България (ГВтч по месеци)



Източник: Eurostat, nrg_125m и nrg_135m.

Таблица III.3. Износ, нетен износ и производство на електрическа енергия (средно за месеца, 2008-2016, ГВтч)

	януари	февруари	март	април	май	Юни	юли	август	септември	октомври	ноември	декември
Износ	887	760	793	739	695	886	1120	1130	946	879	966	1032
Нетен износ	535	474	490	516	513	709	884	849	753	628	747	713
Нетно производство	4183	3685	3618	3091	2909	3097	3456	3407	3163	3338	3682	4111

Източник: Eurostat, nrg_105m, nrg_125m, nrg_135m.

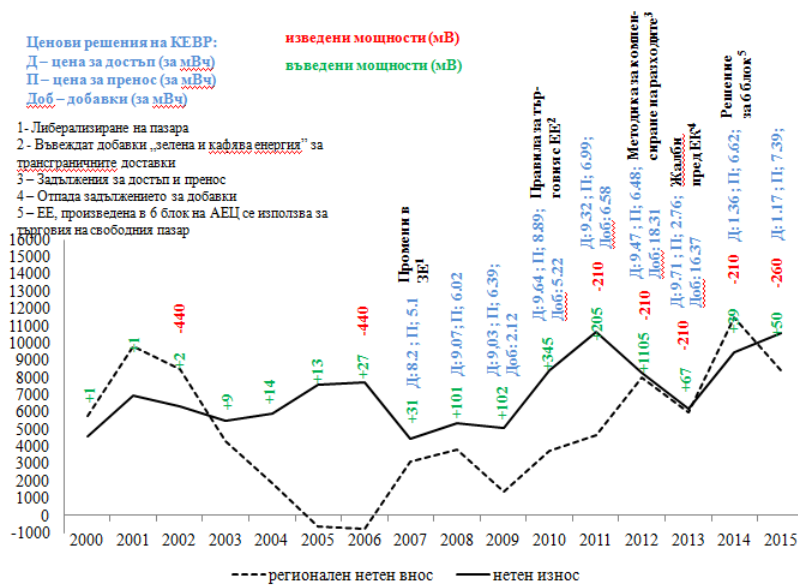
Трябва да се отбележи, че месеците с най-високи стойности на износа не съвпадат с онези, в които производството и потреблението на електрическа енергия в България е най-високо – по-скоро се наблюдава тенденция на доста ниско потребление в месеците, когато количеството на експорта е най-високо.

1.4. Фактори, оказващи влияние върху износа на електроенергия от България

Предвид устойчивата експортна ориентираност на значителна част от електрическата енергия на България, интерес представляват факторите, които водят до тази тенденция, за да се оцени доколко устойчива е тя и за в бъдеще.

Анализът на динамиката на износа на електрическа енергия от България за периода 2000-2015 г. показва, че колебанията в износа в различните години, както се вижда от Фигура III.12, се обясняват с различни събития – въвеждане, извеждане и рехабилитация на мощности, изграждане на междусистемни връзки, сключване на дългосрочни договори и промяна във вътрешните регулации. Тоест, дискреционните фактори оказват решаващо значение за колебанията, на фона на устойчивото нарастване на износа.

Фигура III.12. Влияние на институционалните фактори и въвеждането и извеждането на мощности



Източник: Съставено от БАН по данни на Eurostat и КЕВР.

За увеличението на износа на електрическа енергия силен фактор е либерализирането на регионалния пазар (вж. по-подробно т. 3.2). В тази насока след 2007 г. се създават условия за по-ясно проявяване на действието на пазарния механизъм при уравнивяване на търсенето и предлагането на електрическа енергия, а перспективите за развитие на процеса на либерализация създават предпоставки за увеличаване на регионалната търговия.

Регулаторните фактори оказват значителен ефект върху износа на електрическа енергия, като тяхното действие особено се засилва след 2007 г. във връзка с членството на България в ЕС. Като цяло либерализирането на търговията през 2007 г. (както и възможността трансграничните доставки да се осъществяват от частни агенти) е важен фактор за наблюдаваното нарастване на износа. Влияние оказват и наложените експортни такси, като най-осезаем е ефектът им в периода 2012-2013 г., когато регулаторът въвежда и заплащане на добавки за зелена и кафява енергия към цената за пренос в съответствие с приетата „Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдителите, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия“. Заплащането на такси за достъп и пренос на електрическа енергия за износ е залегнало още в Правилата за търговия на електрическа енергия от 2009 г.⁷¹ Във връзка с подадени жалби пред ЕК през 2013 г. за неправомерното налагане на задължение за заплащане на добавки, в следващите редакции на Правилата за търговия за електрическа енергия (от 2013, 2014 и 2015 г.) заплащането на такава добавка за трансграничните потоци отпада. **Въпреки**

⁷¹ Чл.18е. Производителите, търговците на електрическа енергия и общественият доставчик, които продават електрическа енергия по външен график, заплащат цена за достъп до електропреносната мрежа и цена за пренос по електропреносната мрежа върху количеството електрическа енергия съгласно регистрирания външен график за доставка.

отпадането на задължението за заплащане на добавки, към днешна дата задължението за заплащане на такси не е отпаднало.

Таблица III.4. Такси и добавки при търговията с електроенергия (лв.)

Години	Пренос	Достъп	Добавка зелена енергия	Добавка ВКП (високоэффективно комбинирано производство)	Добавка Невъзстановяеми разходи
2008	73.07	47.12			
2009	69.99	48.10			
2010	90.54	76.73	15.03	10.86	0.00
2011	114.65	95.27	41.19	30.89	0.00
2012	100.22	71.58	82.16	36.08	19.47
2013	91.55	41.84	105.81	36.51	32.22
2014	76.80	26.88			
2015	101.99	18.83			
2016	80.42	12.56			
2008-2016	799.23	438.91			
2010-2013	396.97	285.43	244.19	114.34	51.68

Източник: ЕСО.

Трансграничната търговия с електрическа енергия трябва да се подчинява на разпоредбите както на първичното, така и на вторичното (секторно) европейско законодателство, които по принцип забраняват налагането на мерки, ограничаващи движението на стоки и услуги в рамките на ЕС.⁷² Чл.34 и 35 от ДФЕС забраняват налагането на количествените ограничения върху вноса и износа между държавите-членки, както и всички мерки с равностоен ефект. Налагането на забрани или ограничения върху вноса, износа или транзитното преминаване на стоки, са възможни единствено по съображения, основаващи се на обществен морал, обществен ред или обществена сигурност; за закрила на здравето и живота на хората, животните или растенията; за закрила на националните богатства с художествена, историческа или археологическа стойност; за закрила на индустриалната и търговската собственост. Тези забрани или ограничения обаче не трябва да представляват средство за произволна дискриминация или прикрито ограничение на търговията между държавите-членки. Такова е и законодателството в сферата на услугите. Следователно, налагането на такси, които ограничават движението на стоки и услуги и не са обосновани със защита по обществен интерес, представлява нарушение на първичното законодателство, уреждащо свободата на движение в ЕС.

Освен това, вторичното секторно законодателство има за цел да стимулира трансграничното движение на електроенергия. Чл.14 от Регламента за електроенергията урежда налагането на такси за достъп до преносната мрежа, като въвежда задължение за мрежовите оператори да прилагат разходно обосновани и недискриминационни такси за достъп. Според общото тълкуване, ал.2 от същия член **изключва налагането на такси върху търговците на електрическа енергия по отношение на cross-border сделки, доколкото те не са нито производители, нито потребители на електрическа енергия.** Освен това, практиката на другите държави-членки не предвижда заплащането на експортна такса.

Съществуват други механизми за компенсиране на разходите на преносното предприятие, свързани с трансграничните потоци на електроенергия (например

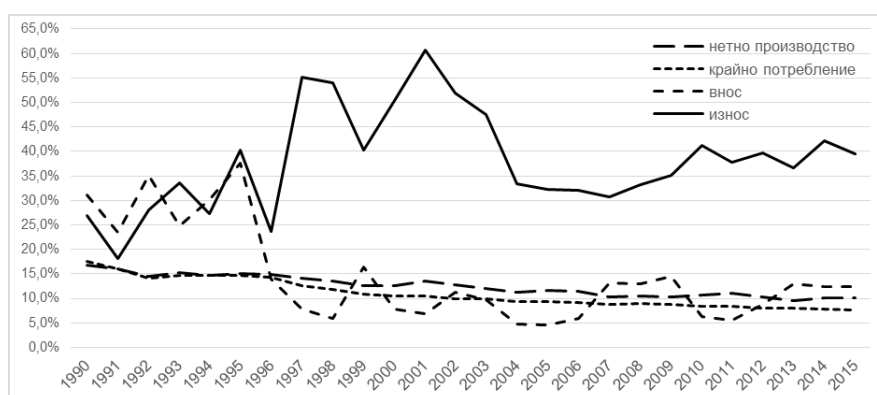
⁷² Европейското законодателство определя електрическата енергия като стока, но търговията с електрическа енергия съдържа и елементи на услуга.

приходите от търговете за трансграничните капацитети, както и механизмът за компенсация, предвиден по реда на чл.13 от Регламент 714/2009). Заплащането на експортни такси (в допълнение към тези механизми) обременява необосновано трансграничната търговия. Заплащането на достъп до мрежата не трябва да бъде прилагано в допълнение на тези механизми **при експортно-ориентирана стратегия.**

1.5. Регионален пазар на електрическа енергия

България заема важно място на регионалния пазар на електрическа енергия. **България е регионален лидер с основен дял на износа (през почти целия период).** През 2015 г. страната има дял 10.1% от нетното производство, 12.4% от нетното потребление и 35% от износа на държавите от региона.

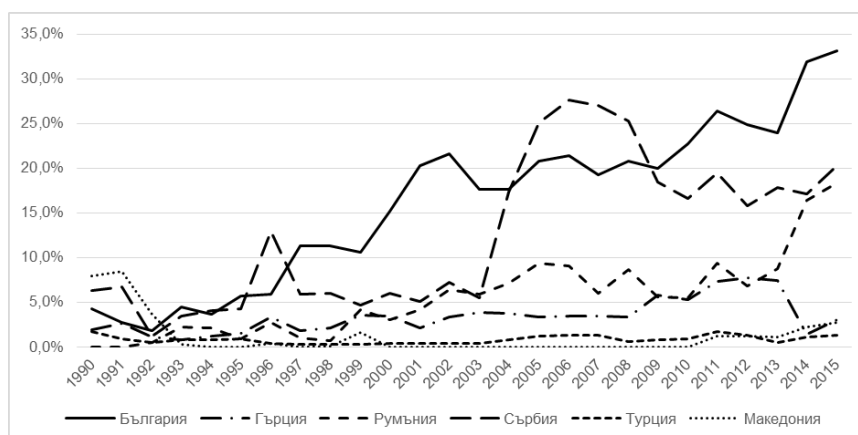
Фигура III.13. Дял на България в производството, потреблението, вноса и износа на електроенергия в региона (%)



Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

В сравнение с останалите страни в региона, България има най-голям дял на износа от производството на електрическа енергия. **В никоя от другите страни в региона приходите от производството на електроенергия не са толкова зависими от външните пазари, както в България.** При волатилни цени на електрическа енергия, зависимостта от износа поражда рискове.

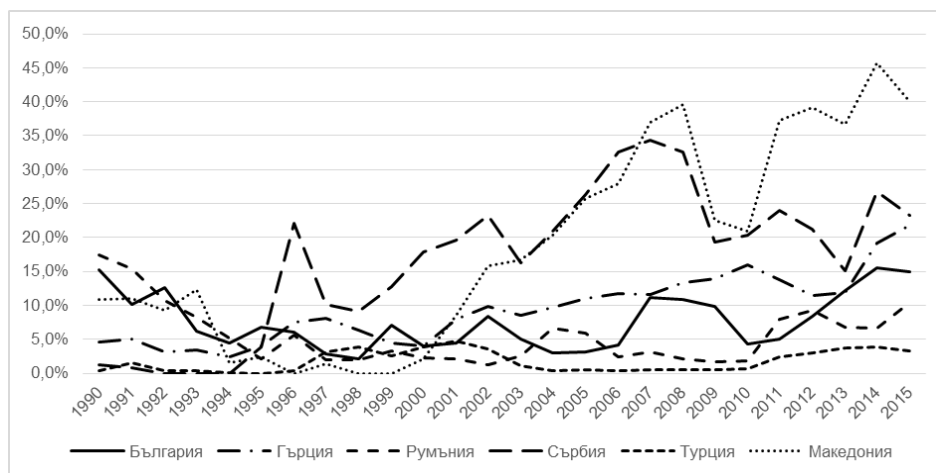
Фигура III.14. Дял на износа в производството на страни от региона (%)



Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

Най-голям е делът на вноса в потреблението, тоест най-висока е зависимостта на икономиката от внос на електроенергия в Македония и Гърция, а делът на внесената електроенергия е най-малък в Турция.

Фигура III.15. Дял на вноса в потреблението на страни от региона (%)



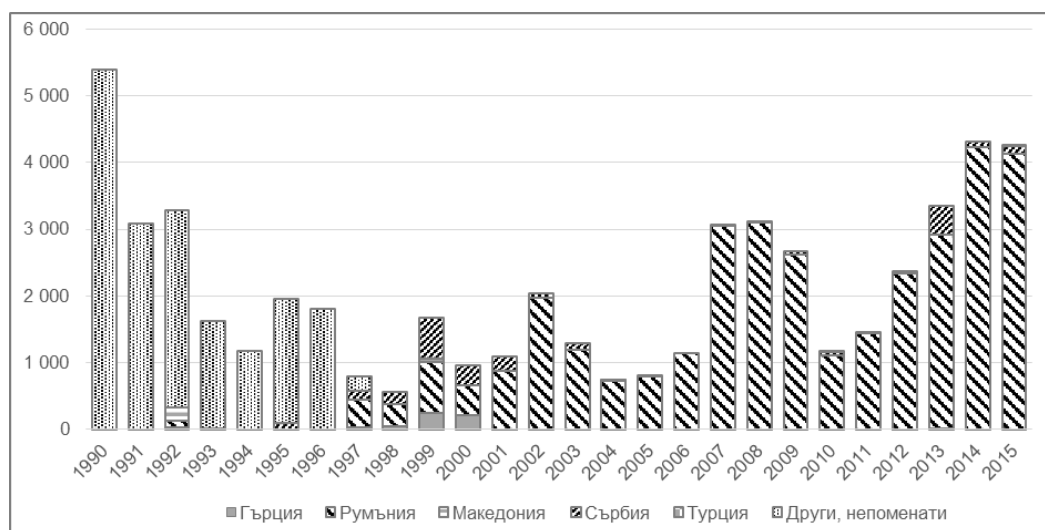
Източник: Eurostat, nrg_105a, nrg_125a и nrg_135a.

Четири страни са вносители на електрическа енергия от България през целия период (Гърция, Македония, Румъния, Сърбия), като тук колебанията в количествата са още по-значителни от общите.

В последните години е налице относително диверсифициран износ от България – равномерно разпределение на износа във всички основни дестинации, за разлика от предходни периоди, когато износът е концентриран в една-две държави.

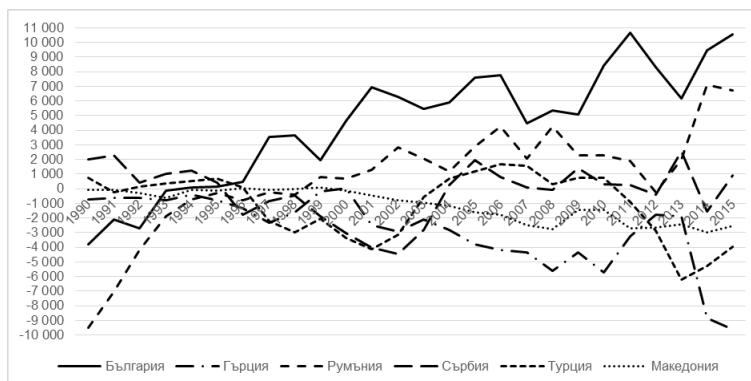
След 1998 г. Румъния внася от България минимални количества електроенергия, но, от друга страна, тя е източник на над 50%, а след 2002 г. – над 95% от вноса (или транзита) на ток в/през България.

Фигура III.16. Източници на внос на страни от региона (ГВтч)



Източник: Eurostat, nrg_125a и nrg_135a.

Фигура III.17. Нетен износ на страни от региона (ГВтч)



Източник: Eurostat, nrg_125a u nrg_135a.

През 2008-2016 г. основен регионален конкурент на България в износа е Румъния, но страната запазва лидерските си позиции. **Няма сектор на българската икономика с такива силни позиции на регионалния пазар, като електроенергията. Делът на изнесената от България от общо произведената електрическа енергия е 35% през 2015 г. Страната има все по-експортно ориентирана електроенергетика, което, от една страна, може да се разглежда като положително явление, тъй като носи приходи и стимулира реално производство, но, от друга страна, може да носи рискове, свързани с динамиката на външния пазар.**

Ролята на България в енергийната балансираност на региона е отчетена и в Доклада на Световната банка (с. 4), където се подчертава, че България разполага със значителни мощности, достатъчни за посрещане на пиково потребление в краткосрочен до средносрочен план, както и със силни междусистемни връзки, които осигуряват по-висока надеждност. Българската електроенергийна система има и високи резерви над годишното пиково натоварване поради големите производствени мощности, инсталирани през годините. Това обслужва вътрешното натоварване и има способността за увеличаване на износа, без да бъде засегнато вътрешното потребление (Световна банка, с. 50).

При свиване на вътрешното търсене на електрическа енергия във връзка с кризата, износьт играе важна роля за запазване на цялостта на енергийната система. Износьт играе важна балансираща роля за електроенергетиката.

Една от спецификите на доставките на електроенергия е, че в практиката, както и в повечето теоретични и емпирични изследвания (както национални, така и международни), тя се изследва по-скоро от гледна точка на задоволяване на вътрешното търсене – осигуряване на икономиката и населението с електрическа енергия, и дори се разглежда в контекста на националната сигурност. Тази специфика е свързана с историческата обвързаност на държавния монопол върху инфраструктурата и основни генериращи мощности, което все още е случая в много страни в ЕС и региона. Решаващата роля на държавата, на регулаторните режими и политиките оставят ограничено пространство и известна специфика в действието на пазарните механизми. В този контекст, на износа на електрическа енергия традиционно се гледа като на начин за реализиране на временни излишъци, а не като на конвенционално производство с цел външна реализация. **Либерализацията на пазара (вътрешния и международния) разкрива нови пространства за пазарните механизми и в този специфичен сектор. Така се преформулира и концепцията за**

износа, доколкото премахването на ограниченията съдейства за формирането на общ пазар, в който конкурентоспособните производители могат да реализират електроенергията в страната на производство или в региона – там където е най-изгодно. Понастоящем от тези възможности се възползват големи компании с вертикална интеграция, които имат пазарно присъствие в повече от една страна в ЕС. Доколкото процесът на либерализация е сложен и неправолинеен, преориентирането на отделни производители или доставчици от национален към регионален пазар може да получи развитие след значително облекчаване на процедурите на трансгранична търговия и преминава през изграждане на пазарни зони без административни тежести.

2. Анализ на енергийните борси

2.1. Тенденции на борсите в Европа

Анализът на енергийните борси цели да се очертаят тенденциите в обемите и цените на борсовите пазари, развитието на пазарните обединения в страните от Европейски съюз, както и да се идентифицират зависимости и фактори, влияещи на търсенето и предлагането на електроенергия на външни пазари, които да послужат като основа за конструиране на модела за прогнозиране на борсовите цени на електрическа енергия. Дава се отговор на въпроса доколко борсовата търговия ще бъде основна платформа за продажба на електроенергия в прогнозирания период и какви ще са основните фактори за реализация на износ на електроенергия от България на борсовите пазари в региона.

Анализът проследява до каква степен търгуваните обеми на тези платформи влияят на цените на едро на електроенергия, кои са основните фактори, формиращи цените на борсовите пазари, какви са основните борсови тенденции, и дава отговор на въпроса доколко България ще бъде конкурентоспособна на бъдещ обединен европейски борсов пазар, какви ще са основните ни предимства и недостатъци, и в кои насоки би трябвало да се насочи политиката, за да може страната успешно да продава на този пазар. Няколко анализа през последните години се опитват да отговорят на същите въпроси. Например, **анализът на Световната банка от 2016 г.⁷³ разглежда модела на енергетиката в България като затворена система и не отчита възможностите за пазарно обединение със съседни пазарни зони, както и възможностите за внос и износ на електроенергия от страната.** Главната цел на този анализ е да опише модел за разплащане на натрупания в НЕК тарифен дефицит, но го прави само отчитайки особеностите на модела в България, без да се анализират съседните пазари. С настоящия анализ се цели да се представи как функционира регионалният електроенергиен пазар, и какви са перспективите.

Като отправна точка са анализирани основните борсови пазари в региона, видовете сегменти, участници, характеристики и развитие. Фокусът на тази част са борсовите пазари в Югоизточна и Централна Европа, докато западноевропейският пазар е застъпен само частично чрез EPEX Spot. **По-високата степен на развитие и дългогодишен опит в различни пазарни сегменти и инструменти за търговия се ползват като референт за анализ на бъдещото развитие на електроенергийния борсов пазар в региона.**

В региона борсов пазар с доставка „Ден напред“ има в България, Сърбия, Румъния, Унгария, Чехия, Словакия, Словения, Турция и Гърция. **В рамките на Югоизточна**

⁷³ Световна Банка. (2016). Български енергиен сектор: Осъществяване на прехода към финансово възстановяване и либерализация на пазара.

Европа две са страните, чиито пазари се смятат от пазарните участници за отправна точка както за пазарен модел, така и за референтни стойности по отношение на цени на различните пазарни сегменти – Унгария и Румъния. Това се дължи най-вече на значителния прогрес, който е постигнат по отношение на процеса на европейска интеграция на тези пазари: създадени са регулаторни органи и са разработени регулаторните рамки, постигнат е напредък в преструктурирането на сектор енергетика чрез създаването на отделни преносни компании, правната рамка за либерализация е приета и вече съществуват свободни организирани пазари, като на тези пазари има пълен набор от работещи пазарни сегменти. Също като България, Румъния и Унгария са разположени на стратегически важни места по отношение на транзитните коридори на електроенергия – Унгария заема важно място в коридора Изток-Запад, а Румъния – в коридора Север-Юг, което ги прави едни от най-важните участници на пазара.

Други две страни, които представляват важна част от регионалния пазар, са Гърция и Турция – основни вносителки на електроенергия от България. Анализът на тези страни е важен за преценка на бъдещ износ от България, за анализ на факторите на влияние на цените, за позициониране на различните играчи на борсовия пазар, и за развитие на пазарните сегменти. В останалите страни в региона все още няма работещи енергийни борси, и те не са анализирани. Кратък анализ е направен на сръбската борса, която стартира през февруари 2016 г. и е все още в начална форма на развитие. През 2016 г. стартира инициативата West Balkan 6, чиято цел е в Македония, Албания, Косово, Черна гора и Босна и Херцеговина до края на 2018 г. да има работещи организирани пазари на едро на електроенергия. Тази инициатива е подкрепена както от Европейския съюз, така и от регионалните борсови оператори на останалите държави на Балканите. В настоящия анализ тези страни са застъпени единствено в прогнозите за либерализация на регионалния пазар и очакванията за включване на борсовата търговия като дял от общото потребление.

В България либерализацията на електроенергийния пазар доведе до значителни промени както в структурата на пазара, така и в пазарните модели и инструментариума за търговия с електрическа енергия. Стартирането на Българската независима енергийна борса (БНЕБ) през януари 2016 г. беше силен тласък за активизиране на краткосрочния пазар на електроенергия в страната. Въпреки все още сравнително ниските количества, търгувани през борсата, ефектът от нея е силно осезаем за всички пазарни участници – в България вече има референтна цена на краткосрочния пазар на електрическа енергия. Предвид значителното изоставане на България от процесите на интегриране на краткосрочните пазари на електрическа енергия с физическа доставка (борсов пазар), за максималното ускоряване на необходимите дейности, спазвайки европейските разпоредби и съобразявайки се с Европейския целеви модел (European Target Model), следван от ACER (Agency for Cooperation of Energy Regulators), България се включи и в обединенията, засягащи развитието на вътрешно общностния пазар, които са MRC (Multi regional coupling project⁷⁴) – обединението на всички пазарни зони, обхващащи територия на страните от ЕС и PCR (Price Coupling of Regions) обединението на борсовите оператори.⁷⁵

⁷⁴ Това обединение има за цел въвеждането на общи правила и условия, които да бъдат следвани от участниците в него, така че да бъде постигнат единен модел на краткосрочните пазари на електроенергия – ден напред и в рамките на деня.

⁷⁵ Ценовото обединение на регионите, е проект на най-големите европейски енергийни борси за разработване на единно техническо решение, което да се използва за изчисляване на цените на електроенергията в цяла Европа, като отчита свободните капацитети за пренос между отделните

Европейският целеви модел гарантира изграждане на единен европейски вътрешен електроенергиен пазар, както и единни стандарти за пазарите „Ден напред“, Интрадей (пазар „В рамките на деня“) и форуърден пазар, като основни сегменти на борсовата търговия. Основните европейски борсови пазари следват съответните правила и процедури и са част както от PCR консорциума, така и от MRC инициативата, описани по-горе. Операторът на борсовия пазар в България – БНЕБ е предприел стъпки към асоциирано членство в PCR обединението на борсови оператори и към присъединяване към MRC инициативата, където членове са и борсовите и независимите преносни оператори. Асоциираното членство в MRC ще предостави достъп до текущата информация, свързана с процесите на пазарна интеграция, и чрез органите за взимане на решение ще предостави достъп до влияние при определянето на политиките на MRC.⁷⁶

България и Хърватска са единствените страни в Югоизточна Европа, които спазват правилата на обединението MRC, като същевременно използват алгоритъма на PCR консорциума. Това означава, че при наличие на политическа воля те биха могли да се присъединят към обединените европейски пазари и да станат част от единния европейски пазар на електроенергия. Затова на България е необходима обща граница със страна-членка на MRC и PCR, а такава към момента няма. 4MMC обединението, което се състои от Румъния, Унгария, Чехия и Словакия, е предприело стъпки към присъединяване към MRC обединението, като се очаква това да стане факт към средата на 2018 г. Това е и най-ранният срок за пазарно обединение на България със съседна пазарна зона. Гърция е и наблюдател в MRC обединението, но евентуалното обединение на пазарни зони между България и Гърция би отнело повече време, защото Гърция трябва да промени пазарния си модел – в момента там действа т.нар. пуул, чийто принципи на работа и определяне на цените са различни от борсовите. Непазарните механизми на ценообразуване, сравнително големият дял на държавната енергийна компания (PPC) в операциите на пазара, както и високите разходи за производство, влияят върху крайната пазарна цена, като я повишават и я лишават от гъвкавост. **Очаква се при обединение на пазарите с България това да се отрази в по-голямо търсене на евтина електроенергия от България, а по-високата цена на пазара в Гърция да конвергира с българската.**

Пазарът на електроенергия на едро в Европа се дели на борсов и извънборсов. Извънборсовият се нарича и OTC (Over the Counter) пазар, и е с общ обем от 6837 ТВтч през 2015 г., според данни от доклад на ICIS.⁷⁷ Германия заема повече от половината от този пазар заедно с Австрия, след които по големина на търгувания обем е Франция с 13.3% дял от търговията през 2015 г., за първа година надминал по размер борсовия пазар на Великобритания с дял от 12.8% от европейския борсов пазар.⁷⁸

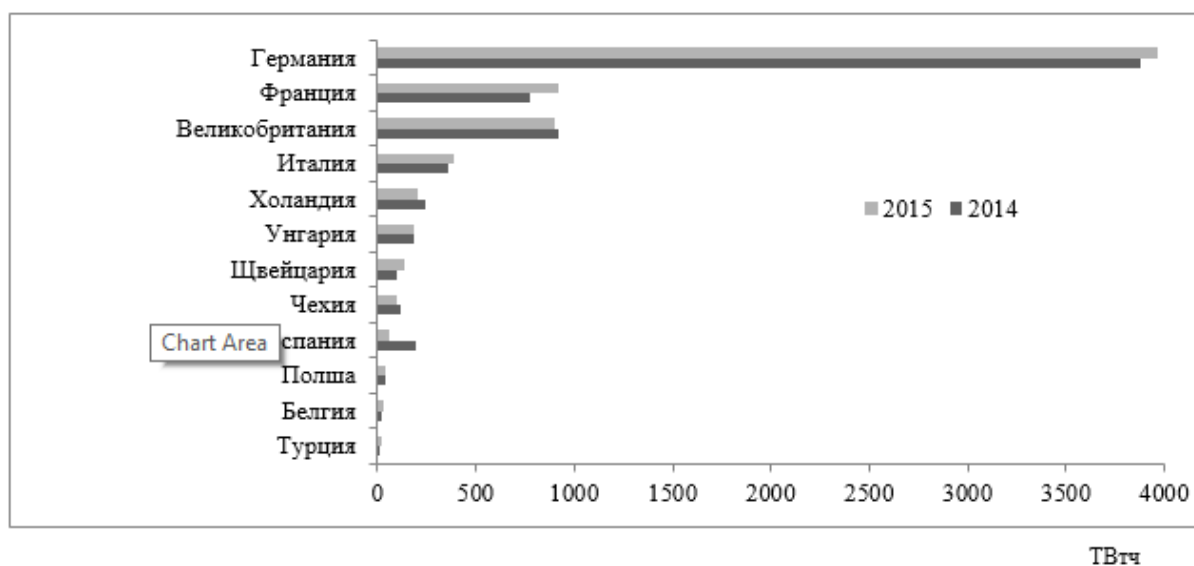
държави. В основата на това обединение са три принципа: един механизъм (алгоритъма EURNEMIA) за изчисляване на цените и потоците енергия, безотказна работа и надеждност на системата, чрез разпределянето както на оборудването, необходимо за работата ѝ, така и на данните, както и самостоятелност на всеки пазарен оператор – анонимност на данните, които той изпраща (както за участниците и техните оферти, така и за използването на капацитетите).

⁷⁶ Членовете на пазарните обединения PCR и MRC са представени в Приложение III.1.

⁷⁷ ICIS 2017. European Power Trading Report 2016. London WC 1V 6EU. ISSN: 1756-316X.

⁷⁸ Пак там.

Фигура III.18. Обем на извънборсовия пазар в Европа през 2014 и 2015 г., ТВтч



Източник: ICIS.⁷⁹

Извънборсовият пазар не се анализира за целите на изследването, тъй като на него цените не се определят прозрачно за всички участници, а са двустранно договорени, и се използва основно за хеджиране на риска, а не за реална доставка. На този пазар продуктите се препродават многократно при еднократна физическа доставка, затова и обемът на пазара е 2 пъти по-голям от производството на енергия в ЕС-28 (3251 ТВтч за 2015 г.⁸⁰). В тази част фокусът на анализ са най-големите борсови обединения – EPEX Spot, EEX, Nordpool, както и най-близките на България борсови пазари – Унгария, Румъния, Турция и Гърция.

Централна Западна Европа

От борсовите пазари в Централна Западна Европа разглеждаме EPEX SPOT борсата, член на EEX Group, покриваща пазарите в Централна Западна Европа и Великобритания. Обединеният пазар, обхванат от борсата EPEX SPOT, покрива 33% от потреблението на електроенергия в страните-участници през 2015 г.⁸¹ – Германия, Австрия, Швейцария, Франция, Люксембург, Холандия, Белгия, Великобритания. През април 2015 г. EPEX SPOT се обединява с APX борсата и в годишния си отчет обявява намерения за обединение с борсите в Дания, Финландия, Норвегия, Полша и Швеция в края на 2017 г. През 2015 г. се осъществява и пазарното обединение между Франция и Испания, което води до конвергенция на цената на борсите с 1%.⁸² Обединението на борсовите пазари допринася за по-голяма ликвидност на пазар „Ден напред“ и Интрадей, и улеснява администрирането на сделките, като членовете на борсите отговарят на едни и същи условия на участие в целия регион, което значително намалява разходите по сделките и бариерите на влизане на нови участници в пазара.

⁷⁹ Пак там.

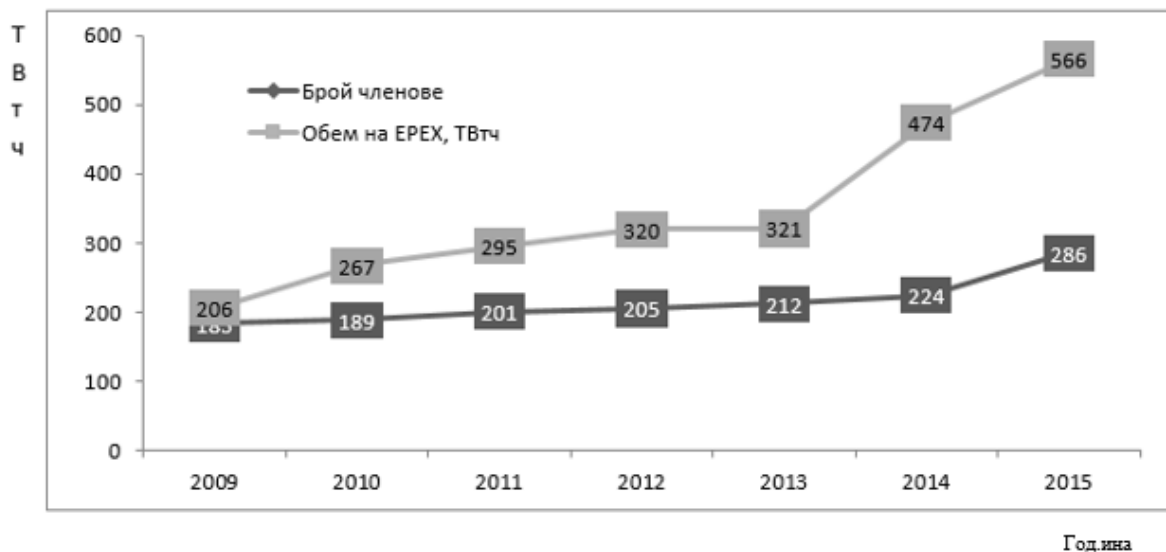
⁸⁰ EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, Luxembourg: Publications Office of the European Union.

⁸¹ EPEX SPOT годишен отчет 2016 г.

⁸² ACER/CEER. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. September 2016.

Всяко ново пазарно обединение води до по-голям брой участници и увеличен обем на търговията на борсовия пазар. През 2015 г. търгуваният обем на EPEX SPOT достига 566 ТВтч, от които 507 ТВтч на пазар „Ден напред“, а останалите на Интрадей пазар, което представлява 19.4% ръст спрямо обема от 2014 г. Борсата има платформи за почасови и половинчасови договори, а от 2011 г. на пазара се предлагат и 15-минутни договори, изключително подходящи за търговията на енергия от ВЕИ. Обемът на търговията на EPEX SPOT нараства значително през 2015 г. с обединението с APX от април 2015 г., а също нараства и броят на участниците в пазара, представен на фигурата по-долу.

Фигура III.19. Брой участници и обем на EPEX SPOT борсов пазар, ТВтч



Източник: EPEX SPOT годишни отчети 2013, 2014, 2015.

Факторите, влияещи на търговията на борсовите пазари, са няколко:

Ролята на ВЕИ в производения микс и борсовата динамика. Разширяването на производството на енергия към ВЕИ е предизвикателство и за производители и за търговци на електроенергия. Структурата на доставка и търсене на пазара се променя значително, а борсовият пазар предлага сегменти, на които се търгува краткосрочно, предоставяйки възможност на ВЕИ производителите да натоварват максимално гъвкаво мощностите си. Производствата на соларна и вятърна енергия не могат да бъдат прогнозирани като конвенционалните източници на енергия, и са с много по-големи колебания. Например, при слънчевото затъмнение на 20 март 2015 г. в Германия за минути се премахва капацитет от около 8000 МВ, а след това идва двоен обем на пазара.⁸³ В случая се възползват участниците на 15-минутния пазар, активен от декември 2014 г., като успяват да избегнат риска от рязката промяна в цената. С увеличението на производството на енергия от ВЕИ, които са силно зависими от климатичните условия, балансирането на производство и потребление става все по-трудно. Динамиката в цените на енергията от ВЕИ увеличава броя на ценови спредове на борсата⁸⁴ и налага нуждата от повече инструменти за търговия. Увеличава се броят на участниците на краткосрочните пазари и делът на търговията през тези платформи. Така се случва в Германия, Австрия, Швейцария и Белгия. Тъй като прогнозите за

⁸³ EPEX SPOT годишен отчет 2015 г.

⁸⁴ Пак там.

вятъра са по-точни в самия ден, отколкото предния, краткосрочните Интрадей пазари се оказват подходящи за търговия на енергия от променливи ВЕИ (variable renewable energy sources (vRES)). Делът на ВЕИ в крайното енергийно потребление се очаква да нарастне от 16.1% през 2015 г. на 31% през 2050 г.⁸⁵, което е фактор за нарастване на борсовата търговия, и съответно на търговията през краткосрочните борсови сегменти. **Увеличеният дял на енергия от ВЕИ води до редица предизвикателства и специфики в борсовата търговия – поява на отрицателни цени на пазар на едро⁸⁶, промени в спомагателните услуги по балансирането и ръст в разхода за балансиране, пре-поддръждане на мощностите в производствения микс с приоритет на ВЕИ и намален инвеститорски интерес към конвенционални мощности, нови изисквания и увеличен брой часове и разход за редиспечерирането на мощности (re-dispatching measures), необходимо разширение на преносната и разпределителната мрежа, увеличаване на реактивната електроенергия в първичните и вторичните подстанции и други проблеми от мрежови и системен характер.** За да се решат тези проблеми, Световният енергиен съвет предлага два вида мерки в доклад от 2016 г.⁸⁷, посветен на интеграцията на променливи ВЕИ в електроенергийните системи – технологични мерки и пре-моделиране на пазара (market redesign). Препоръките за пазарното пре-моделиране включват 7 основни мерки, от които засягащи борсовата търговия са краткосрочни пазари с по-бързо планиране, премахване на възможностите за отрицателни борсови цени чрез преразглеждане на субсидиите за ВЕИ, ценообразуване на база мрежови възли (nodal pricing)⁸⁸, консолидиране на балансиращите зони, и пазарни обединения.

Развитие на краткосрочни борсови сегменти. Интрадей пазарите в Европа започват от 2006 г. в Германия, от 2007 г. във Франция, от 2012 г. в Австрия, и от 2013 г. в Швейцария. От 2014 г. Германия въвежда 15-минутен пазар в Интрадей сегмента си, а от 2015 г. и Австрия, вследствие на което търгуваният обем на борсата нараства значително. Времето за сделки на пазар „В рамките на деня” пада от 75 на 30 минути през 2015 г. в Австрия.⁸⁹ Въвеждането на 15-минутен Интрадей пазар в Австрия става след Германия и Швейцария. Интрадей пазарът в Швейцария например е малък в момента (1778 ГВтч през 2016 г. в сравнение с 40 652 ГВтч в Германия), но се очаква силно развитие поради високия процент на ВЕЦ в Швейцария и гъвкавостта с производство и съхранение на електроенергия⁹⁰, което липсва на съседните такива пазари. Интрадей пазарът предлага възможност на участниците да оптимизират позициите си и да намалят рисковете, свързани с неочаквани недостъци или излишъци (небаланси) на електроенергия. Търговията на Интрадей пазара започва след затваряне на пазар „Ден напред“ за деня, и свършва малко преди физическата доставка на електроенергия. Това дава възможност на производителите на вятърна и слънчева

⁸⁵ EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, Luxembourg: Publications Office of the European Union.

⁸⁶ Отрицателните цени на борсов пазар се появяват, когато негъвкави производствени мощности са включени по време на ниско потребление. Производителите предпочитат да отделят част от субсидиите за ВЕИ и да заплатят на купувачите на електроенергия, вместо да генерират разход по спиране и повторно пускане на мощностите.

⁸⁷ World Energy Council. (2016). Variable Renewables Integration in Electricity System 2016. How to Get it Right. p. 37.

⁸⁸ Това е метод на определяне на цените, при който пазарните клирингови цени се изчисляват на броя локации на възлите в преносната мрежа. Цената на всеки мрежови възел представлява стойността на местната енергия и включва разхода както за енергия, така и за доставката ѝ, в едно със загубите и претоварванията (congestions).

⁸⁹ EPEX SPOT годишен отчет 2015 г.

⁹⁰ Пак там.

енергия да направят краткосрочни промени в прогнозите си от пазар „Ден напред“, да намерят баланс на излишъка или недостига си, и по-лесно да се самобалансират. По този начин се намаляват изискванията и разходите за резервен капацитет и балансиращ пазар⁹¹ в системата.

Следваща стъпка в развитието на краткосрочните пазарни сегменти е тяхното обединение. През януари 2017 г. EPEX SPOT интегрира спот пазарите „Ден напред“ на Холандия и Белгия в една система с един екран за всички пазари, наречена EPEX Trading System (ETS). В тази система са включени спот пазарите на Централна Западна Европа – Германия/Австрия, Франция, Холандия, Белгия и Швейцария. Това позволява търговията с електроенергия на един единствен екран за всеки пазарен сегмент.

Пазарни обединения. Холандия е един от първите пазари, осъществили пазарно обединение със съседните си страни през 2006 г., като се интегрира с централно западноевропейски „Ден напред“ пазар през 2010 г. (Германия, Австрия, Франция, Швейцария). След това осъществява обединение (къплинг) с пазарите „В рамките на деня“ на Белгия и скандинавските страни. След обединението със скандинавските страни, търгуваният обем на EPEX намалява от 50 ТВтч през 2012 г. на 48 и 45 ТВтч съответно през 2013 и 2014 г., като ефект на заместване. Обединението на Белгия с Холандия е важно, тъй като Белгия внася 24% от потреблението си, и голяма част от този внос вече става през борсата, поради неразполагаемостта на някои ядрени реактори и ниската печалба на газовите ТЕЦ. За да подобри сигурността в доставките на енергия, през 2014 г. Белгия създава механизъм, наречен стратегически резерв, който се активира при наличие на недостиг в пазар „Ден напред“. Механизмът се задейства, когато търсенето на пазар „Ден напред“ надвишава оферирането. Стратегическият резервен пазар работи от 1 ноември до 31 март. Не се е наложило ползването му през зимата на 2015/2016 г.

Пазарните обединения подобряват ликвидността на пазарите, стабилизират цените, и ускоряват конвергенцията на цените на борсите, което води до по-добра и ефективна алокация на ресурсите, възможности за намаляване на разходите по балансиране и оптимизиране на пазарните позиции.

За целите на прогнозирането на тенденциите на националния и регионалния пазар на електрическа енергия, е необходимо да се изследват факторите, които оказват най-силно влияние върху тяхната динамика.

Конвергенция на цените. Регионалните обединения на пазарите „Ден напред“ допринасят за конвергенция в цената. Пазарът „Ден напред“ се смята за най-развитата платформа за трансгранична търговия, според доклад на ACER⁹², затова и конвергенцията на цените се коментира основно с данни от този сегмент. Конвергенцията на цената се измерва в процент часове, през които борсите са имали равни цени, като той нараства значително от средно ниво под 10% през 2013 г. за региона до месечни нива от близо 28% през декември 2014 г. и 38% през март 2015 г. Друг вид измерение на конвергенцията е отклонение от средната цена на региона. В Централна Западна Европа средната цена за трите борсови пазари на Германия

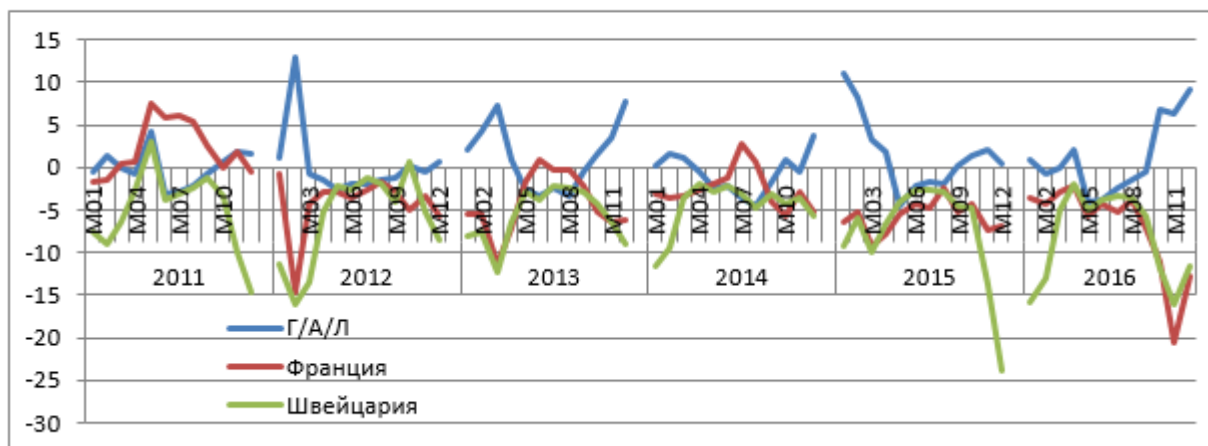
⁹¹ Müsgens, F. (2006). Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic multi-regional dispatch model. – The Journal of Industrial Economics. Цитиран в Hagemann, S., Weber, Ch. (2015). Trading Volumes in Intraday Markets – Theoretical Reference Model and Empirical Observations in Selected European Markets. – EWL Working Paper No. [03/15].

⁹² ACER/CEER. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. September 2016.

(обединяваща и Австрия и Люксембург), Франция и Швейцария се изразява с индекса ELIX – European Electricity Index, и е представена на фигурата по-долу.

Фигура III.20. Отклонения на цени на борсовите пазари от ELIX, 2011-2016

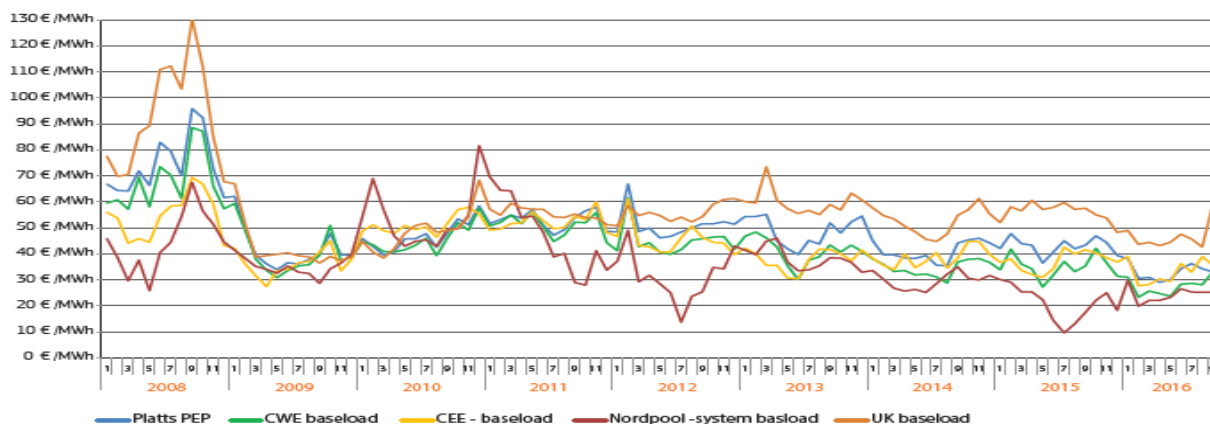
Евро/МВтч



Източник: EPEX SPOT месечни отчети, Г/А/Л – Германия, Австрия, Люксембург.

Както се вижда от фигурата, отклоненията на цените на борсовите пазари от ELIX варират в рамките на 5-10 Евро/МВтч през годините, като по-силни са те в зимните сезони на 2011/2012 и 2015/2016 г., а в периода 2013-2014 г. са сравнително ниски. Факторите, свързани с тази динамика, може да се търсят в промените на производствения микс на страните. Наблюдават се и сравнително равни по размер (но с обратна посока) отклонения на борсовите цени в Германия и Франция от европейския електроенергиен индекс, за разлика от отклоненията на швейцарската борса, обяснение на което може да се търси в пазарното обединение между Германия и Франция от 2010 г. Отклоненията на цените на швейцарската борса са по-големи от тези на останалите две борси в края на 2011 и 2012 г., началото на 2014 г. и през зимата на 2015/2016 г.

Фигура III.21. Сравнение на базови цени на електроенергия на основните европейски борси

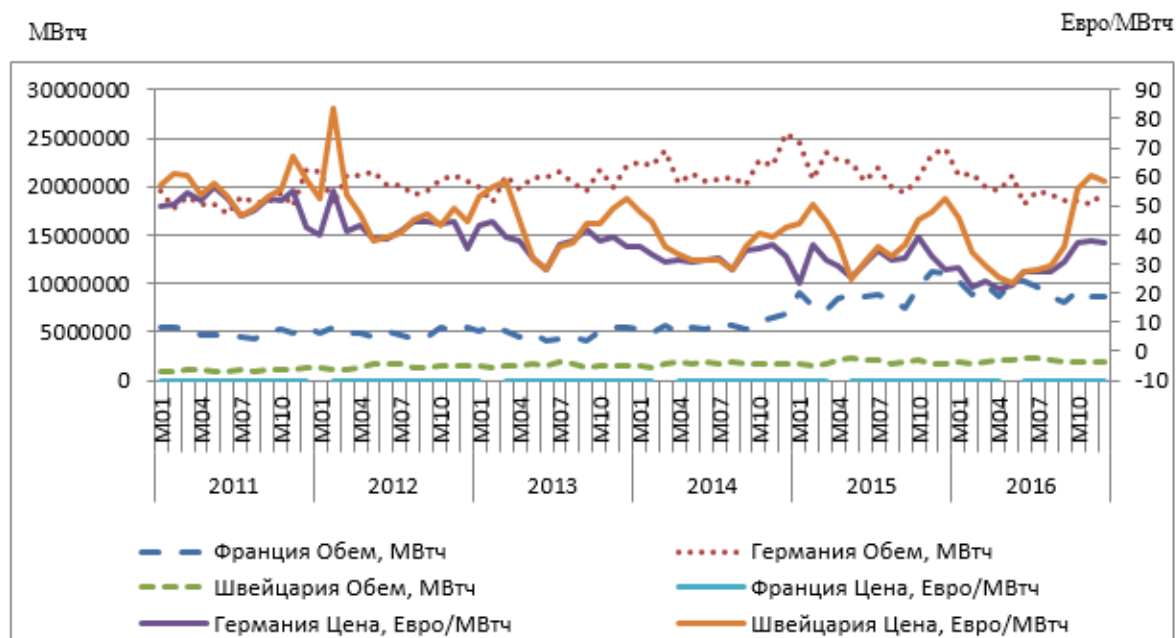


Източник: Европейска Комисия.⁹³

⁹³ DG Energy for European Commission. (2016). Quarterly Report on European Electricity Markets. – Market Observatory or Energy. Vol. 9, N 1; fourth quarter of 2015 and first quarter of 2016. B-1049 Brussel.

Силна зависимост на цените на електрическата енергия от цените на горивата. Производственият микс, и най-вече цените на енергийните суровини, е в основата на динамиката на цените.

Фигура III.22. Обем и цени на борсовите пазари в Централна Западна Европа, 2011-2016

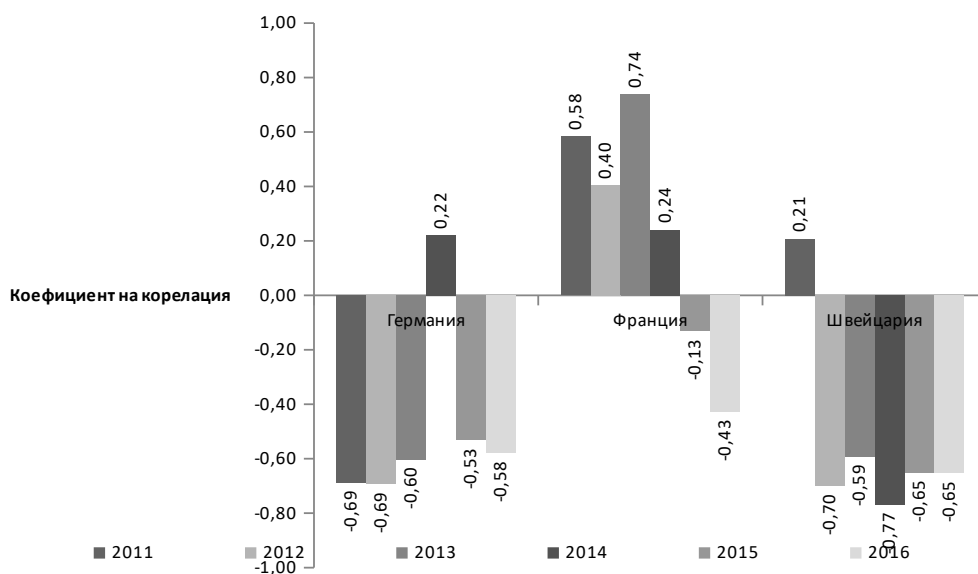


Източник: EPEX SPOT месечни отчети, Г/А/Л – Германия, Австрия, Люксембург.

Връзка цена-обем на борсовата търговия. Връзката е изключително сложна поради спецификата на този пазар, но и най-вече заради включването на субсидирана енергия от ВЕИ на пазара. Анализът на данните от месечната търговия (2011-2016 г.) на борсите в Германия, Швейцария и Франция показва значителна отрицателна връзка между цена и обем на търговията в Германия и Швейцария. В тези страни процентът на ВЕИ е сравнително голям, а увеличението на търгувания обем води до спад в цените, тъй като са налични отрицателни борсови цени. Според доклад на ICIS⁹⁴, броят на часовете с отрицателни борсови цени в Германия се е удвоил на 126 през 2016 г., поради увеличеното количество на енергия от ВЕИ и по-голямата вероятност за дни със силен вятър и ниско потребление на електроенергия. Въпреки това, в доклада се отчита, че цените не са падали под -100 Евро/МВтч, както е било през 2012-2013 г., и че не се очакват подобни спадове поради високата и все още нарастваща ликвидност на пазара в Германия. Във Франция, традиционен производител на ядрена енергия, има значителна положителна връзка между цена и обем в периода 2011-2013 г., което отразява тенденцията, че предлагането се увеличава при покачване на борсовите цени, след което тази връзка се превръща в отрицателна през 2014 и 2015 г., повлияна от конвергентността на цените в региона, обединението на Интрадей пазарите, както и по-големия дял на борсова търговия в страната. Бъдещите очаквания са за промени в пазарния механизъм и намаляване на броя часове с отрицателни борсови цени след спиране на субсидиите за ВЕИ.

⁹⁴ ICIS 2017. European Power Trading Report 2016. London WC 1V 6EU. ISSN: 1756-316X.

Фигура III.23. Корелационна връзка на обеми и цени на борсовите пазари в Централна Западна Европа, 2011-2016



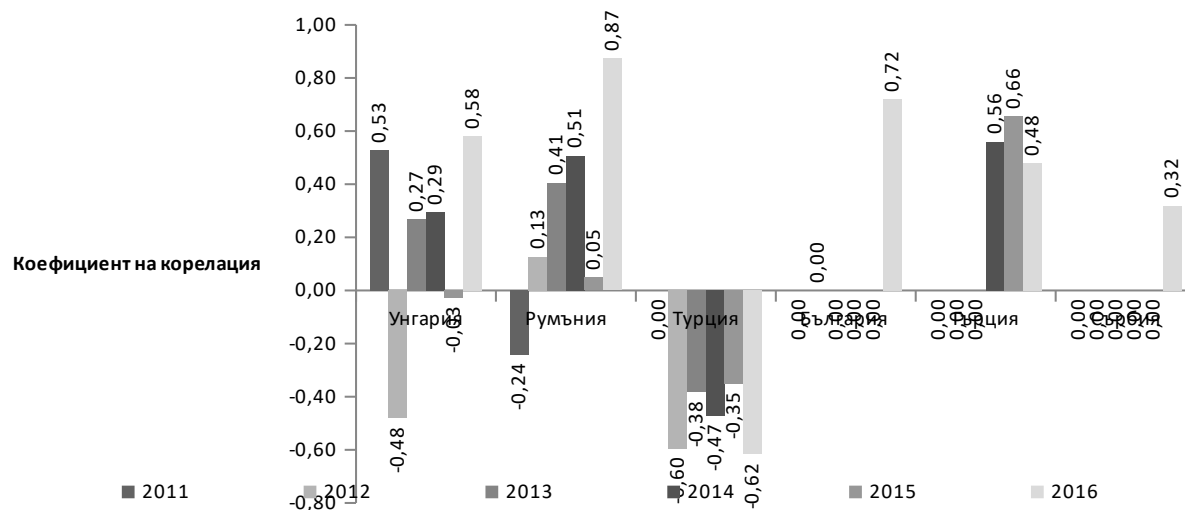
Източник: EPEX SPOT месечни отчети, изчисления БАН.

Югоизточна Европа

От борсовите пазари в Югоизточна Европа разглеждаме тези в Унгария, Румъния, Сърбия, Турция и пуула в Гърция. Тенденциите на тези пазари са близки с тези на развитите борсови пазари в Централна Западна Европа. В България се наблюдава конвергенция на цените с тези в региона, увеличение на ликвидността на борсата и търговията през краткосрочни борсови сегменти, влияние на борсовите цени от цените на енергийните ресурси и регулаторна намеса. Въпреки това, пазарните механизми в региона все още не са усъвършенствани, като все още съществуват редица пречки пред бързото покачване на ликвидността на борсите, основно инфраструктурни и регулаторни. На основа на данните се очертават следните тенденции:

Връзка цена-обем на борсовата търговия. Принципно, при развит пазар, при увеличаване на цените се увеличават количествата търгувана енергия, като корелационната връзка между обем и цена е сравнително висока (средният коефициент на корелация между обем и цена в обединения пазар на Франция, Германия и Швейцария е 0.55 през 2016 г.). Корелацията между обем и цена на регионалния борсов пазар в Югоизточна Европа, включващ изброените по-горе 5 страни и България, е по-слаба, което показва по-ниската степен на развитие и свързаност на тези пазари. Анализ по страни от Югоизточна Европа е направен по-долу.

Фигура III.24. Корелационна връзка на обеми и цени на борсовите пазари в Югоизточна Европа, 2011-2016



Източник: Електронни платформи на борсите, изчисления БАН.

На най-развитите пазари има най-висока степен на корелация цена-обем – в Румъния корелационният коефициент е 0.87 за 2016 г., в Унгария – 0.58, а в Гърция – 0.48 за 2016 г. Това са пазарите с най-голям дял от търговията на електроенергия през борсата. В Гърция има изкуствени ограничения на нивата на цената, което пречи на корелацията да се прояви в същия мащаб, както в Унгария и Румъния. Борсите в България и Сърбия работят едва от началото на 2016 г., като Сърбия има по-нисък дял на борсовата търговия от общата консумация (едва 0.3%), което се проявява в по-нисък коефициент на корелация между обем и цена. В Турция на пазарния механизъм влияят регулаторни фактори и специфичният режим на управление на сектора.

Ценово позициониране на българската електроенергия. За период от около година и половина от старта на борсата в България, цената на едро в България е значително по-ниска от тази в съседните пазари. Това е показано по-долу, както и тенденцията пазарите да се движат в една посока. Това е най-забележимо през зимните месеци на 2017 г., когато условията в региона бяха неблагоприятни. България остана до известна степен изолирана от процеса, поради забраната за износ на електроенергия, като все още е спорно дали ефектът от тази забрана е положителен или отрицателен. Това намали и доверието на пазарните участници към пазарния механизъм, поради изникнали редица негативни последици от неразвитата регулаторна рамка на балансиращия пазар.⁹⁵ Като цяло, България има ясно ценово предимство. По-долу са представени данните за регионалните борси.

⁹⁵ Тодорова, Т. Трудният баланс на балансиращия пазар. 05.05.2017 г. Publics.bg. http://www.publics.bg/bg/publications/323/Трудният_баланс_на_балансиращия_пазар.html.

Таблица III.5. Средно месечни цени на борсите в региона, евро/МВтч⁹⁶

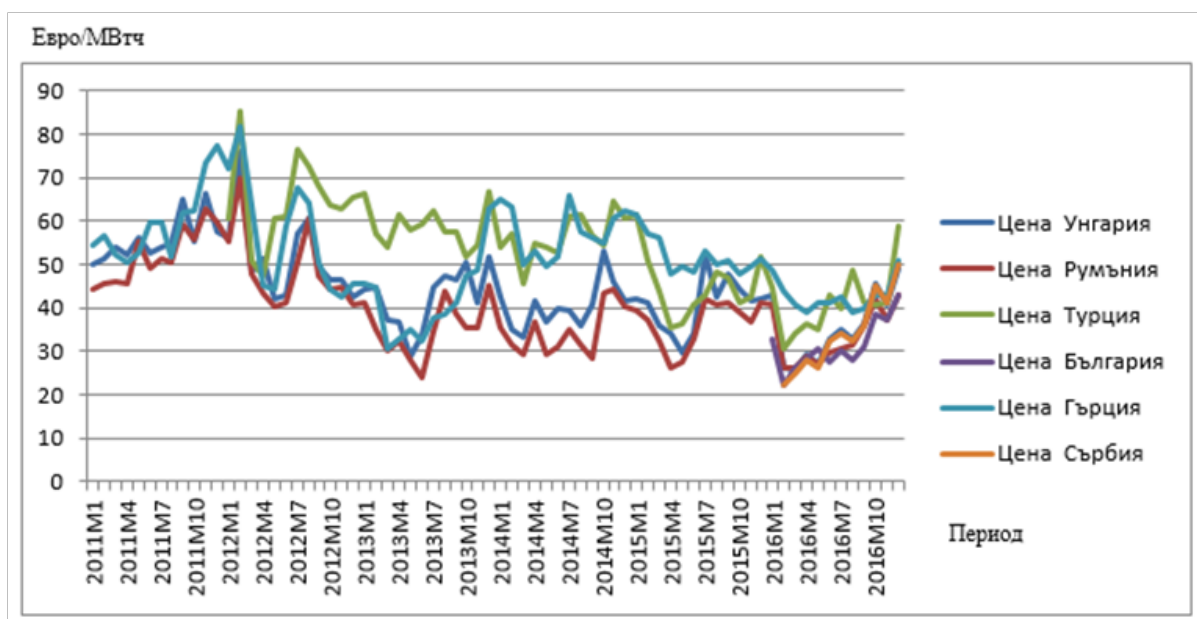
Страна	България	Гърция	Румъния	Словакия	Чехия	Унгария	Турция	Словения	Хърватска	Сърбия
Борсов оператор	IBEX	LAGIE	OPCOM	OKTE	OTE	HUPX	EPIAS	BSP	CROPEX	SEEPX
Средна цена за целия период януари 2016 - май 2017	33.83	45.89	37.95	34.21	33.13	40.06	41.45	39.49	40.55	40.11
Минимална дневна цена за базов товар за целия период	7.05	24.21	6.99	0.43	0.43	6.25	6.97	1.45	7.93	9.14
Максимална цена за базов товар за целия период	125.90	113.78	112.06	92.16	91.80	150.02	159.94	114.25	158.79	151.31
Стандартно отклонение	12.18	10.84	15.49	13.12	12.05	16.29	10.85	15.03	17.22	16.76
Средно абсолютно отклонение	8.68	6.16	10.58	9.22	8.63	10.80	7.02	10.46	11.37	10.83
Коефициент на корелация с България	n/a	0.55	0.64	0.68	0.64	0.69	0.34	0.73	0.68	0.71

Източник: БАН.

Конвергенция на цените. Значителна конвергенция на цените има между пазарите на Чехия и Словакия, предвид че електропреносната им мрежа е свързана в много голяма степен. Тези пазари не са в обхвата на региона от интерес за износ на електроенергия от България. В него най-голяма свързаност има между Унгария и Румъния (0.99 за 2016 г.). Максималните и минималните цени на либерализираните пазари в региона се движат в много по-широки граници, отколкото на пазарите в Турция и Гърция, където механизмите за определяне на цената са по-различни и има действащи ценови тавани. Това означава, че на либерализираните пазари има по-големи възможности за пазарните участници да реагират на действителното търсене и предлагане на електрическа енергия и съответно постигнатите цени са наистина референтни за дадения пазар. Тази флукуация на цените означава, че когато цените са високи, това дава възможност и на участници с високи пределни разходи да се включват на пазара, като по този начин бъде покрито търсенето. В първите месеци от стартирането на българския пазар се наблюдава известна волатилност в цените, но с увеличаването на броя на участниците и търгуваните обеми цените започват да конвергират с регионалните пазари, на които има борси. На фигурата по-долу е направен анализ на максималните и минималните цени за периода, статистическите отклонения от средната цена, а също е пресметнат коефициент на корелация между цените на българския и съответния пазар.

⁹⁶ По данни на борсовите оператори за съответната пазарна зона.

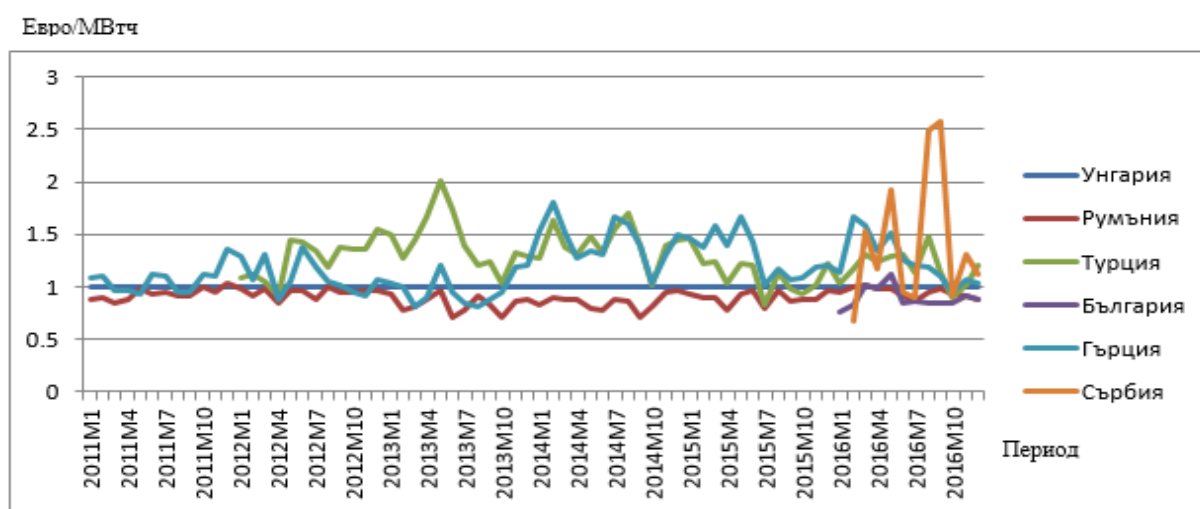
Фигура III.25. Зависимости между пазарите в региона



Източник: електронни платформи на борсите, изчисления БАН.

Ценовата конвергентност е показана на фигурата по-долу чрез отклонения на цените на местните борси от средната за региона, съставена на база на шестте борси, всяка работеща от различен период (Турция с данни от януари 2012 г., България – с данни от януари 2016 г., Сърбия – с данни от 18 февруари 2016 г.). Както се вижда, пазарът с най-малък период на развитие (сръбската борса) се движи с най-големи ценови отклонения. В България, предвид ангажимента на държавната компания БЕХ към Европейската комисия, има осигурено минимално количество за предлагане на борсата, което увеличава ликвидността ѝ, и подпомага по-бързата конвергентност на цените у нас с регионален пазар.

Фигура III.26. Отклонения от средната цена за региона, Евро/МВтч



Източник: Електронни платформи на борсите, изчисления БАН.

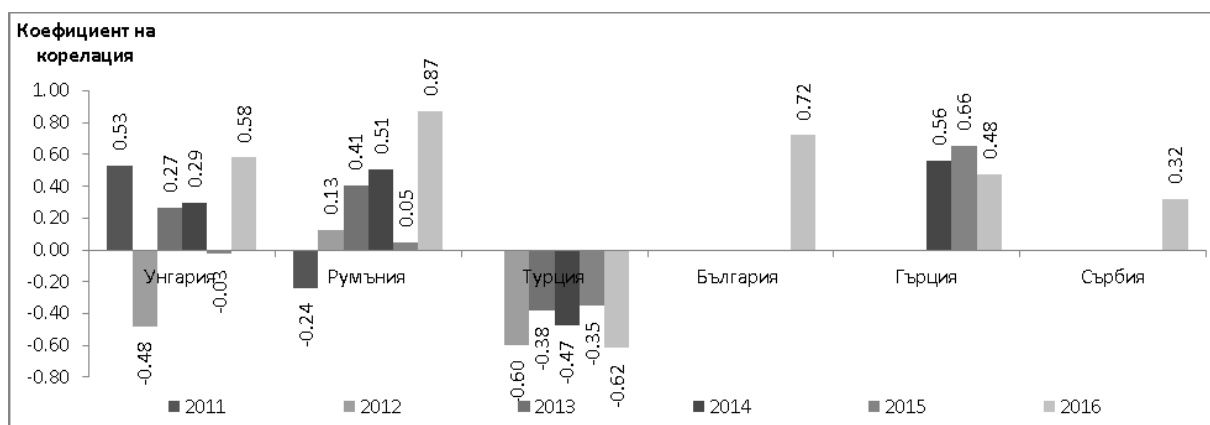
Дори без пазарно обединение между България и съседните страни, съществува корелация между ценовите нива на пазарите, като тя е най-силна със Сърбия, Унгария и Хърватска, а най-слаба – със споменатите вече Турция и Гърция. Едно от обясненията е, че пазарите от обединението 4ММС затварят един час преди европейските и съответно българския (действащи по правилата на MRC обединението), а също така публикуват резултатите от търговете си около 20 минути преди затварянето на тези пазари. Това означава, че пазарните участници на българския пазар на електроенергия имат възможност да подадат оферти и да закупят количества, ориентирайки се по цените на унгарския пазар (тъй като Унгария е основният вносител на електроенергия в региона, където има ликвиден пазар „Ден напред“). Корелацията на цените на пазарите с борси кара търговските участници да насочват усилията си за износ към пазари, с които нямаме силна корелация, защото това на практика дава възможност за арбитраж между пазарите, още повече, че на съседните такива пазари – Гърция, Турция и отчасти Македония, цените са традиционно по-високи от тези в България, защото тези страни са нетни вносители на електроенергия и през по-голяма част от годината изпитват дефицит. Подробни данни за корелационните коефициенти са представени на таблицата по-долу за периода януари-декември 2016 г, като сръбската борса работи от 18 февруари 2016 г.

Таблица III.6. Коефициенти на корелация на цени базов товар в региона, януари-декември 2016 г.

	България	Гърция	Румъния	Словакия	Чехия
Чехия	0.92	0.77	0.89	0.99	1.00
Унгария	0.94	0.93	0.99	0.94	0.92
Турция	0.44	0.34	0.42	0.41	0.41
Словения	0.94	0.92	0.99	0.95	0.93
Хърватска	0.95	0.93	0.99	0.94	0.92
Сърбия	0.96	0.92	0.99	0.95	0.94

Източник: Електронни платформи на борсите, изчисления БАН.

Фигура III.27. Корелационна зависимост между обеми и цени на борсовите пазари в Югоизточна Европа



Източник: Електронни платформи на борсите, изчисления БАН.

Междусистемна свързаност. Недостатъчната междусистемна свързаност е причина за разлики в цените между отделните пазарни зони, дори при обединени пазари като Унгария и Румъния, където цените би трябвало да са по-близки една до друга. Недостатъчната междусистемна свързаност (разгледана подробно по-долу в т. 3.2⁹⁷) е причина за отклоненията в цените, както и фундаменталните фактори, обуславящи по-ниски цени в страната нетен износител – Румъния, от цените в страната нетен вносител – Унгария. След пазарното обединение на Румъния и Унгария през 2014 г. се наблюдава устойчива тенденция към намаляване на разликата в цените между тези две пазарни зони. Ако нямаше ограничения в преносния капацитет, цените би трябвало да конвергират съгласно следния модел⁹⁸:

Ефектът на недостатъчна системна свързаност се наблюдава и в Гърция и Турция. В Гърция при т.нар. пуул⁹⁹, за разлика от борсите, клиринговият механизъм включва не само ценови предложения, а и информация за това кои мощности ще бъдат активирани (от страна на продавачите), както и за това къде ще бъде потребено закупеното количество (от страна на купувачите). По този начин в механизма на пуула е интегрирано т.нар. скеджулиране¹⁰⁰ и на практика освен пазарната цена, пуулът определя и кои точно производствени мощности ще бъдат активирани, на каква степен от тяхната инсталирана мощност, както и точното потребление на купувачите в определени точки от електроенергийната система. Там действат и ограничения по отношение на максимални и минимални цени.

Един от основните фактори с влияние върху търговията в региона е физическият капацитет за пренос на електроенергия през границите. Съгласно данните на ENTSO-E, на Балканите има няколко т.нар. „тесни места“ в мрежата, заради които се образуват няколко ценови зони (вж. Приложение III.2). Освен физическият аспект на тези граници, пречка е и механизмът за формиране на цените за пренос през междусистемните връзки. Капацитетът за пренос се разпределя чрез търгове, често с дълъг срок, които се провеждат от системните оператори. При тези търгове (наричани експлицитни) капацитетът се търгува независимо от цената на електроенергията, което означава, че в кратки периоди от време за пазарните участници е трудно да бъдат гъвкави и да отразяват движението на цените в пълен мащаб.

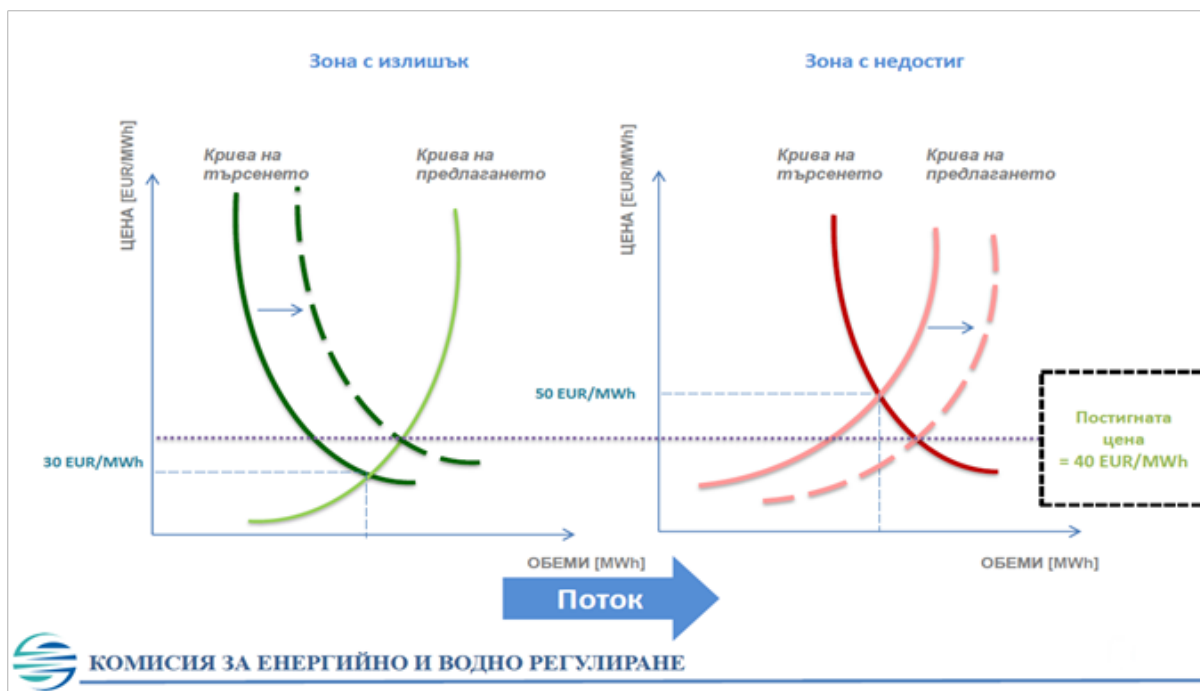
Данните показват, че в страните с борси цената е отражение на търсенето и предлагането. Примерът на обединението на пазарите на Румъния и Унгария е положителен, както на останалите европейски обединения. Цените на пазарите на едро не са водещ фактор при износа в региона, тъй като все още пазарите са несвършени, има много технически (най-вече свързани с капацитета), административни (такси и т.н.) и дори политически фактори, които са по-значими.

⁹⁷ Точка 3.2, в подточка за Изследване на развитието и ефекта от приоритетни проекти на ЕС в областта на енергетиката върху достъпа, пренасянето, търсенето и предлагането на електроенергия.

⁹⁸ Представен от председателя на КЕВР Иван Иванов на конференция, посветена на бъдещето на енергийните пазари в региона.

⁹⁹ От англ. Power pool.

¹⁰⁰ От англ. Scheduling.



Източник: КЕВР.

В подобна ситуация е и България. Междусистемните връзки с нито една страна не са с толкова голям капацитет, че да позволят преноса на повече от 20-25% от среднодневното потребление. Това означава, че при пазарно обединение външните пазари няма да са в доминантно положение спрямо вътрешния пазар, но биха осигурявали допълнително търсене за моментите, когато в България има производство, надхвърлящо търсенето, и ликвидност в случай на непредвидени ситуации на недостиг на енергия.

Друг важен фактор при обединението на пазарите е споменатото по-горе **имплицитно** (т.е. в рамките на борсовите сесии на пазар „Ден напред“) **разпределение на капацитетите за пренос на електроенергия**. Колкото по-голям дял от свободния капацитет на междусистемните връзки се разпределя имплицитно, толкова повече цените между отделните зони при пазарно обединение ще се приближават. Имплицитното разпределение означава и по-голяма конкуренция между пазарните участници, както и невъзможност за тях да проявяват пазарна сила чрез предварително изкупуване на голям дял от капацитетите, които след това да препродават, като по този начин да намаляват маржовете на своите конкуренти и да ги лишават от пазарна инициатива.

Изводът за България е, че пазарно обединение със съседна пазарна зона ще съдейства за по-нататъшна конвергенция на цените и ще даде възможност на борсовия пазар да се развива, като увеличи ликвидността на борсата.

Развитие на нови пазари и пазарни сегменти. Като цяло, регионът се характеризира с недостатъчно развити пазари и ограничен брой пазарни сегменти и възможности за търговия. В региона предстои да се развият Интрадей пазари, които ще помогнат за балансиране на позициите на пазарните участници, ще намалят търсенето на пазара на небаланси и ще доведат до спад на разхода за небаланси и редиспечериране на енергията в системата. Такива пазари в момента има само в Унгария, Румъния и Турция. В останалите страни работят успоредни пазари на балансираща енергия, при

които има редица пазарни изкривявания. В България пазар на балансираща енергия съществува от началото на 2014 г., като оттогава досега КЕВР сменя няколко пъти пределни цени и начини на ценообразуване, поради недостатъци на механизма.¹⁰¹ В развитите пазари има регулация, която обвързва цената на балансиращите пазари с цената на пазар „Ден напред“, за да стабилизира цените на балансираща енергия в определен диапазон, и да даде възможност за прогнози на участниците в пазарите. В България няма такава регулация и към момента цената на балансиращата енергия не е обвързана с тази на пазара „Ден напред“, а се определя по формула на системния оператор. При високи цени на борсата може да се окаже, че цената на балансиращия пазар за недостиг е по-ниска от цена „Ден напред“, което води до изкривявания на пазара, спад в търсенето на пазар „Ден напред“, и невъзможност за ползване на Интрадей пазара. Освен това, в последните изменения на формулата на КЕВР за изчисления на цените на балансиращ пазар, се подчертава, че пределните цени не се прилагат при сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар¹⁰², което е нова спънка пред регионалното обединение.

Друга пречка за търговията през борсов пазар е времето, за което става известна информацията за осъществена цена на балансираща енергия. В Западна Европа информация за цените за балансиране излиза в рамките на дори няколко часа¹⁰³, докато в България това се случва месец след потреблението. Това е съществена пречка пред въвеждане на Интрадей пазар у нас. Дори цената на балансираща енергия да е обвързана с цената на пазар „Ден напред“, референтната цена за прогнозиране се базира на данни от преди месец.

Липсата на Интрадей пазар у нас възпрепятства реализирането на пазарен принцип на произвежданата енергия след като затвори пазара „Ден напред“, което ограничава възможностите за търговия. Примерът на пазарите в Западна Европа показва рязко увеличение на ликвидността при въвеждане на Интрадей пазари. Това е бъдеща тенденция, като ЕС дори има изискване Интрадей пазарите да бъдат свързани (проекта XVID¹⁰⁴) и да работят по еднакви правила.

По отношение на останалите страни в региона, където все още няма енергийни борси, през 2016 г. стартира инициативата West Balkan 6, чиято цел е в Македония, Албания, Косово, Черна гора, и Босна и Херцеговина до края на 2018 г. да има работещи организирани пазари на едро на електроенергия. Тази инициатива е подкрепена както от Европейския съюз, така и от регионалните борсови оператори на останалите държави на Балканите.

Всичко това показва, че борсовият модел на търговия ще се налага все повече и в разглеждания регион, като пазарът с доставка „Ден напред“ ще има доминиращо положение по отношение на пазарната ликвидност. От друга страна, дългосрочните договори ще бъдат все по-малко използван инструмент, като на тяхно място ще се използват деривативни продукти с финансов сетълмент. На европейско ниво се работи за засилване на ликвидността на пазарите „В рамките на деня“, както и обединението на тези пазари в общ пазар чрез проекта XVID.

¹⁰¹ Тодорова Т. Трудният баланс на балансиращия пазар. 05.05.2017 г. Publics.bg.

¹⁰² Решение на КЕВР за пределни цени за балансираща енергия, от 30.12.2016 г.

¹⁰³ В Норвегия цената за недостиг и излишък се появява три часа след минаването на часа на потребление.

¹⁰⁴ Cross-Border Intraday Market Project –проект за единен европейски пазар и обединяване на Интрадей пазарите в началото на 2018 г.

Политически фактори. Въпреки че голяма част от борсовите пазари в региона са в рамките на Европейския съюз, те нямат обща политика по отношение на енергетиката, а водят политика на енергийни острови, като се опитват, за сметка на собствени програми и политики, да търсят решения вътрешно за страната, а не за региона. **При по-добра свързаност и обединени пазари се очаква ценова конвергентност, каквато се наблюдава към момента в по-голяма степен в скандинавските страни и в части на Западна Европа. За България обединението на пазарите и постигането на близки с останалите държави цени е добра предпоставка за развитие на електроенергийния сектор, тъй като страната има редица предимства, които биха привлекли потенциални инвеститори в нови мощности (добри макроикономически показатели, ниски данъци, добра междусистемна свързаност, наличие на големи пазари в съседство – Гърция и Турция).**

Други фактори. Правилата за участие на борсовия пазар, таксите за участие, и конкретните изисквания на всеки пазар, са различни и представляват в различна степен бариера или стимул за развитие на борсовата търговия в съответната страна. Подробно регулаторната рамка, условията и таксите за участие, както и различните фактори, влияещи на местните борси, са представени в анализа по страни. В кратка обобщителна таблица по-долу са представени основните елементи за сравнение на борсите в региона, включително цени, спредове и корелационни коефициенти.

Таблица III.7. Основни елементи за сравнение на борсите в региона – цени, спредове и корелационни коефициенти

	Румъния	Гърция	Турция	България	Унгария	Сърбия
Дял на борсова търговия от обща консумация	47% (2016)	100% (пуул)	27% (2016)	8% (2016)	40% (2015)	0.3% (2016)
Датата та стартиране на борсата	август 2000	Планувана борса за 2018	12.03.2015	01.2016	20.07.2010	17.02.2016
Сегменти	Ден напред, Интрадей, форуърд пазари CM-OTC и CMBC-EA	Пазар (пуул) на двустранни договори Ден напред	Ден напред, Интрадей	Ден напред	Ден напред, Интрадей, форуърд PNF	Ден напред
Дата на старт на Интрадей	Има	Няма	Има	Няма	09.03.2016	Няма
Брой участници, юни 2017	337 (12.2016)		900 (12.2015)	51 (06.2017)	60 (06.2017)	14 (06.2017)
Ликвидност, 2016 г., ГВтч	25810	51000	69200	2505	17721	480
Средна цена в евро за 01.2016-05.2017	37.95	45.89	41.45	33.83	40.06	40.11
Най-ниска цена в евро за 01.2016-05.2017	6.99	24.21	6.97	7.05	6.25	9.14
Най-висока цена в евро за 01.2016-05.2017	112.06	113.78	159.94	125.09	150.02	151.31
Стандартно отклонение	15.49	10.84	10.85	12.18	16.29	16.76
Коефициент на корелация с България за 01.2016-05.2017	0.64	0.55	0.34	n.a.	0.69	0.71
Начална такса за участие (евро)	100	-		6135	15000	15000
Годишна такса (евро)	2263	-		12271	12000	10000
Такса за транзакция EUR/MW	0.045	-		0.07 (IBEX T1) 0.17 (IBEX T2)	0.05	0.095
Такса сетълмент на МВ (евро)	n.a.			0.01 (IBEX T1). 0.01 (IBEX T2)	0.015	0.02
Общо годишна такса (+такса техн. поддръжка)	2263			12271	19600	19000
Зависимост между цена и търгувани обеми, 2016	0.87	-	0.62	0.72	0.58	
Ценови тавани		150 Евро/МВтч	Януари-февруари 2017 г. 500тл/МВтч			

Източник: Електронни платформи на борсите.

2.2. Оценка на степента на либерализация на пазарите

Степента на либерализация на пазарите оказва съществено влияние върху потенциала на развитие на борсовите пазари. Това влияние се проявява като увеличение на дела на борсовата търговия в общото потребление. В страните от Централна Западна Европа делът на борсова търговия в общото потребление на електроенергия е сравнително висок, надвишаващ 50% за Германия и Австрия и приблизително 40% в Швейцария и Холандия, както и в Унгария и Румъния. В България този процент е 8% през 2016 г., докато в Сърбия е едва 0.3%. Нарастването на този дял в общия пазар е пряко свързан със степента на либерализация на пазара, която се приема като мощен фактор за:

- Увеличение на обемите на електроенергия, търгувани през борсовите пазари и съответно през платформите за краткосрочни договори. Ликвидността на борсовите пазари се увеличава поради възможностите, които предлагат борсовите платформи за оптимизиране на алокирането на енергийните ресурси и разходите, свързани с доставката и балансирането на недостиг и излишък. От друга страна, опитът на борсите в Западна Европа показва увеличение на ликвидността на борсовите пазари при несигурност в доставката на местни свързани пазари в съседни страни, или високи цени на местните пазари в съседни страни.
- Увеличеният дял на енергия от ВЕИ на борсовия пазар и динамиката в цените на енергията от ВЕИ увеличава броя на ценови спредове на борсата и налага нуждата от повече инструменти за търговия. Увеличава се броят на участниците на краткосрочните пазари и делът на търговията през тези платформи. Отрицателните цени на борсов пазар се появяват, когато негъвкави производствени мощности са включени по време на ниско потребление. Производителите предпочитат да отделят част от субсидиите за ВЕИ и да заплатят на купувачите на електроенергия, вместо да генерират разход по спиране и повторно пускане на мощностите. Това обаче води до редица негативни последици, нарушаващи принципите на работа на пазарните механизми и в момента постепенно се въвеждат различни мерки за ограничаване на тези ефекти. Мерките целят поетапно премахване на субсидиите за ВЕИ и продажба на енергия от ВЕИ на пазарни принципи. Това би намалило броя на часовете с отрицателни цени на борсов пазар, и съответно би довело до стабилизиране на цените и евентуално покачване.
- Стабилизиране на борсовите цени, по-малка флукуация заради по-голямата ликвидност с увеличения брой участници и обеми, и по-точни референтни цени, които отразяват разходите на всички производители (ВЕИ и конвенционални). Например, броят на часове с отрицателни борсови цени в Германия се е удвоил на 126 през 2016 г., поради увеличеното количество енергия от ВЕИ и по-голямата вероятност за дни със силен вятър и ниско потребление на електроенергия.
- Намалени изисквания по отношение на финансов ресурс на участниците, поради преориентиране към повече краткосрочни продукти. Принципно, за дългосрочна търговия са необходими много по-големи гаранции спрямо търговия „Ден напред“.
- Обединение на борсовите оператори, което е възможно да се появи след 2020 г., когато има единен европейски пазар. В момента има регулация¹⁰⁵, според която за всяка пазарна зона има само един номиниран борсов оператор.¹⁰⁶ Очаква се отмяната

¹⁰⁵ Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването.

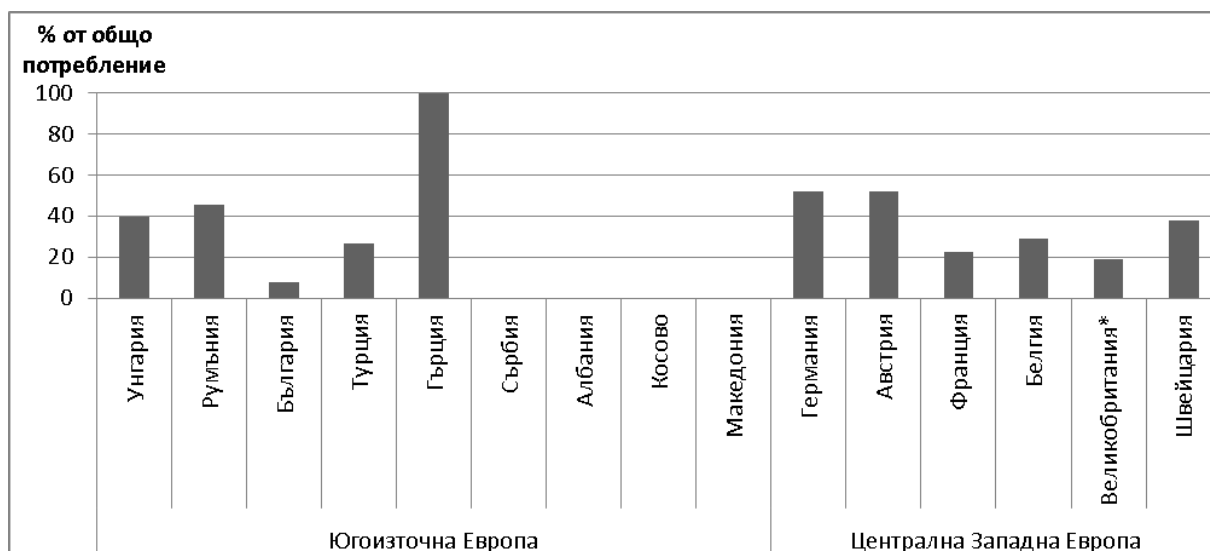
¹⁰⁶ Комисията, в сътрудничество с Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия, може да създаде или определи единен регламентиран субект, за да изпълнява общи функции на Оператор за

й в бъдеще, за да се стимулира конкуренция на борсовите оператори. Това би довело до консолидация на борсовите оператори и би намалило разхода за борсова търговия и пречките пред нея. Това се очаква да има положителен ефект върху трансграничната търговия на енергия.

В региона, в който се извършва физически износ на електроенергия от България, в момента степента на либерализация между отделните национални пазари е различна. Унгария и Румъния са със сравнително по-висока степен на либерализация в сравнение с останалите страни, и над 40% от потреблението, търгувано вече дори на борсовите пазари. В Македония, Косово, Албания все още процесът е в по-изостанали фази и няма опериращи борси на електроенергия. Тенденцията е обаче за създаване на такива, като Гърция например, където е обявена начална дата на стартиране на борсова търговия (в началото на 2018 г.).

Сравнителна фигура с търгуваната на борсовите пазари енергия като дял от общото потребление на електроенергия е представен за избрани страни по-долу. Страните, включени в прогнозите, са тези с анализирани борсови пазари в тази част, а именно страните от Югоизточна Европа и тези от Централна Западна Европа, членки на борсовото обединение EPEX SPOT.

Фигура III.28. Дял на борсовата търговия от общото електропотребление, 2015 г.



Източник: Данни от борси по страни¹⁰⁷, БАН.

2.3. Крупни събития и сделки

През последните няколко години на пазара на електроенергия в Европа се осъществяват редица сделки, сливания и придобивания между фирмите участници на пазара, които могат да се обобщят в следните няколко аспекта:

- Фирми от финансовия сектор купуват фирми от пазара на електроенергия и навлизат на пазара, конкурирайки се с по-изгоден финансов ресурс и инструменти. Същевременно участието в електроенергийните пазари е част от инвестиционното

свързване на пазарите, свързани с функционирането на пазара при единно свързване за Ден напред и в рамките на деня.

¹⁰⁷ Великобритания е отразена само с търговията си на EPEX SPOT.

им портфолио и им дава възможности за пряко наблюдение на пазарите, участие и до известна степен контрол върху оперативната дейност и финансовото представяне.

- Фирми от една част от веригата (производство, дистрибуция, търговия) закупуват фирми от друга, с цел достъп до и контрол на изгодни производствени мощности, или увеличение на печалбата с навлизане и в търговията на електроенергия.
- Фирми с участие в производството и търговията на електроенергия разширяват позициите си в нови страни и пазари чрез закупуване на по-малки подобни фирми в съответните региони.
- Държавни фирми закупуват дейност на чуждестранни фирми в местен пазар (в случая на Унгария) или отделят част от капитала си (приватизират) чрез продажби на самостоятелни оперативни единици на местни частни фирми, с цел промяна в държавния контрол.

Всичко това показва тенденция към засилване на финансовите и оперативните позиции на компаниите, за да могат да се позиционират на пазара на електроенергия в регионален план и да увеличат пазарния си дял. Многобройните сделки в сектора, въпреки че са свързани предимно с производствения сектор, показват и активността на местните фирми в посока към финансово стабилизиране.

*Някои по-важни събития*¹⁰⁸:

През септември 2016 г. Alpiq Holding и Getec (с централен офис в Германия и дейност, покриваща редица страни в Европа) създават платформа за услуги на енергийния пазар в Европа, с цел да обедини доставчиците на енергия, според Ройтерс[1]. Новата съвместна фирма joint-venture е наречена European Energy Service Platform GmbH.

През май 2017 г. сръбската Energy Financing Team (EFT) търси партньор за изграждане на първата частна въглищна централа в Босна, с планирана инсталирана мощност от 300 MW – инвестиция, стартирала през 2012 г. EFT е сред най-големите търговци на пазара в Сърбия, който същевременно продава електроенергия и на клиенти в България, Гърция и Турция.

През февруари 2017 г. държавната унгарска енергийна фирма ENKSZ заплаща над 418 млн. щатски дол., за да закупи местен разпределител Demasz от френската EDF International. EDF Démasz снабдява с електроенергия над 775 000 клиента в югоизточна Унгария и оперира електроенергийна мрежа от 32 000 км. Сделката е част от стратегията на унгарското правителство да изгони западните фирми от унгарския газов и електроенергиен пазар, за да може да контролира енергийните си фирми. През 2015 г. ENKSZ закупува разпределителна фирма Elmu-Emasz Ugyfelszolgalati Kft от немската RWE AG.

През ноември 2016 г. немската застрахователна фирма Allianz SE закупува 30% дял в E.ON Distributie Romania SA. Според румънския дневен бизнес новинар Ziarul Financiar, сделката е оценена на между 185 и 250 млн. евро. След сделката, немската E.ON SE ще има дял от 56.5% в E.ON Distributie Romania, а румънското Министерство на енергетиката ще държи останалите 13.5%. E.ON Distributie Romania притежава и оперира газова мрежа от 20 000 км и електроенергийна разпределителна мрежа от 80 000 км, обслужваща 3 млн. клиенти.

Големи сделки се сключват през последните години и на турския енергиен пазар. Enerjisa оперира производствени мощности от 3600 MW към края на 2015 г., с дял 55%

¹⁰⁸ Данните са от Ройтерс, Блумберг и Файненшъл Таймс.

от ВЕИ на Турция. Фирмата е дъщерна на Сабанджи Холдинг (Sabanci Holding) и снабдява 20 млн. души с ЕЕ в 14 провинции. През декември 2012 г. ЕОН купува 4% дял от турската Enerjisa за 1.5 млрд. евро като капиталов суап с австрийската Verbund. Австрийската фирма продава дяла си в Enerjisa, за да затвърди позициите си във ВЕЦ в Бавария, които оперира заедно с ЕОН.

ЕОН възнамерява да увеличи дяла си в Enerjisa на 10% до 2020 г. За Enerjisa сделката с ЕОН идва в момент на необходимост от разрешаване на финансови проблеми с прагове за участие в търгове. Същевременно, местният собственик на мажоритарния дял на Enerjisa – Сабанджи е основен инвеститор в Акбанк – една от най-големите турски финансови институции.

През 2010 г. Enerjisa получава кредит от 700 млн. евро за инвестиция в 1045 МВт мощности, вкл. газова централа, два ВЕЦ и един ВяЕЦ. В края на 2015 г. обаче фирмата започва да разпродава част от централите си, с цел да намали задлъжнялостта си, и в подготовка за излизане на фондовата борса в края на 2017 г. Намеренията за листване на фондовата борса са обявени официално пред Ройтерс през април 2016 г.

Akkök Holding, чрез дъщерната си фирма Akenerji Elektrik Üretim AS, оперира инсталирани мощности от 1292 МВт в края на 2015 г., от които 388 МВт ВЕИ, и продажби от 10.7 ТВтч на пазар на едро през 2015 г. Фирмата има смесено дружество с ЧЕЗ за съвместна дейност в разпределението и продажбите на пазар на дребно, както и две подразделения за пренос и снабдяване на електронерегия на 1.5 млн. клиенти. През 2016 г. Akenerji реализира финансови загуби от 549 млн. турски лири и през февруари 2017 г. обявява сливане с Egemer Elektrik Üretim.

През април 2016 г. турската Unit International сключва договор с иранското Министерство на енергетиката за построяването на 7 газови централи с комбиниран цикъл в Иран на стойност 4.2 млрд. щатски дол., което е най-голямата инвестиция в Иран след отпадането на санкциите.

През август 2016 г. Bakanlar Medya – фирма с издателска и печатна дейност в Турция, купува 99.9% дял на търговеца на ЕЕ Ofen Enerji от частен инвеститор. Ofen Enerji е обявявал планове за развитие в пазара в Близкия изток и Централна Африка. Bakanlar Medya е листвана на борсата в Истанбул от май 2013 г., а от 2015 г. прекратява печатната си дейност и навлиза в търговията на електрическа енергия.

2.4. Правила и практики, влияещи на търговията

Най-съществено влияние върху търговските участници на борсовите пазари с доставка „Ден напред“ оказват три фактора: 1) борсови правила; 2) такси за участие на борсите; 3) финансови гаранции, които борсите или клиринговите къщи изискват за участие на борсовите пазари.

Борсови правила

Основните характеристики на борсовите пазари са:

- тип на търгуваните продукти;
- ценови диапазон на офертите;
- час на затваряне на пазара;
- формат на офертите.

Спрямо това в кое пазарно обединение участват страните в региона, могат да бъдат разделени на няколко групи:

- страни, участници в най-голямото европейско обединение – MRC;
- страни, участници в регионалното обединение 4ММС;
- страни, които не участват в регионални обединения.

Страните, участници в MRC, използват следните параметри:

- тип на търгуваните продукти – основен продукт 60 мин, възможности за блокови продукти;
- ценови диапазон на офертите – от -500 до 3000 EUR;
- час на затваряне на пазара – 12:00 CET;
- формат на офертите – лимитирани оферти с до 256 двойки цена-количество.

Също така всички участници в това обединение използват PCR алгоритъма EUPHEMIA за изчисляване на цените, количествата и определянето на потоците между различни пазарни зони.

Страните, участници в 4ММС, използват следните параметри:

- тип на търгуваните продукти – основен продукт 60 мин, възможности за блокови продукти;
- ценови диапазон на офертите – от -500 до 3000 EUR;
- час на затваряне на пазара – 11:00 CET;
- формат на офертите – лимитирани оферти с до 256 двойки цена-количество.

Участниците в 4ММС също използват алгоритъма EUPHEMIA, но са избрали по-ранен час на затваряне на пазарите си, като по този начин създават обединена пазарна зона, от която е лесно да се изнася енергия, тъй като цените в рамките на 4ММС стават ясни около 20 минути преди затваряне на пазарите от MRC зоната, като по този начин дават възможност на търговските участници да извършват арбитраж между пазарните обединения.

Страните, които не са членове нито на MRC, нито на 4ММС, обикновено използват следните параметри:

- ценови диапазон на офертите – най-често не допускат отрицателни цени (например Сърбия), а максималните цени са ограничени доста под тавана на MRC от 3000 EUR (например Гърция с таван от 150 EUR);
- час на затваряне на пазара – обикновено преди затваряне на MRC пазарите.

Такива правила се използват предимно от страни, които не са част от ЕС, или водят протекционистка политика в енергийния си сектор, като по този начин изолират пазара си от европейските пазари. В дългосрочен план всички тези страни ще трябва да променят модела си на работа, така че той да съответства на общите правила. При стартирането на БНЕБ в България имаше мнения, че борсовият пазар в страната трябва да затваря дори по-рано от 4ММС, за да позволи на България да арбитражира и тази пазарна зона, но това не може да се осъществи, тъй като БНЕБ е член на MRC обединението, което в дългосрочен план е по-добра перспектива за българския пазар, тъй като 4ММС обединението ще трябва да приеме правилата на MRC, за да се присъедини към единния европейски пазар, като се очаква това да се случи до края на

2018 г. Като част от MRC обединението, България ще може да се включи незабавно към общия европейски пазар в момента, в който някоя от съседните страни стане член на MRC обединението – обща граница с друга MRC членка ще означава почти незабавно обединение на пазарите.

Такси за участие на борсовите пазари „Ден напред“

В таблицата по-долу е представено сравнение на таксите на борсовите оператори в региона, като на тяхна база са изчислени общите годишни такси и общите такси на MW търгувана енергия, за да бъдат съпоставени условията на борсовите оператори.

Таблица III.8. Сравнение на таксите на борсовите оператори в региона

Борсов оператор	Пазарна зона	Начална такса (EUR)	Годишна такса (EUR)	Такса на MW (EUR)	Такса тех. поддръжка (EUR)	Годишна такса сетълмент (EUR)	Такса сетълмент на MW (EUR)	Общо начална такса (EUR)	Общо годишна такса (EUR)	Обща такса на MW (EUR)
IBEX T1	BG	6 135	12 271	0,07	0	0	0,01	6 135	12 271	0,08
IBEX T2	BG	6 135	0	0,17	0	0	0,01	6 135	0	0,18
OPCOM	RO	100	2 263	0,045	0	0	n/a	100	2 263	0,045
HUPX	HU	15 000	12 000	0,05	6 600	1 000	0,015	15 000	19 600	0,065
CROPEX	HR	15 000	12 000	0,06	0	0	0,02	15 000	12 000	0,08
SEEPEx	SR	15 000	10 000	0,095	8 000	1 000	0,02	15 000	19 000	0,115

Източник: БАН.¹⁰⁹

БНЕБ е единственият борсов оператор в региона, който предлага 2 тарифи на своите участници – една с годишна такса и ниска такса оборот, и една без годишна такса и по-висока такса оборот.

При първоначалните такси, безспорно Румъния е най-изгодният вариант за пазарните участници, следвана от България, а останалите пазари са с над 2 пъти по-висока такса спрямо тази на БНЕБ.

По отношение на годишните такси, България (T2) и Румъния са най-добре позиционирани пазари, докато таксите на останалите борсови оператори са в диапазона 10 000 – 12 000 EUR. HUPX (Унгария) и SEEPEx (Сърбия) са избрали да работят с клиринговата къща ECC (European Commodity Clearing), което допълнително осъбява услугите им с такси за техническа поддръжка и годишна такса за сетълмент. Останалите борсови оператори в региона сами отговарят за операциите си по клиринг и сетълмент, което спестява на участниците на тези пазари между 7600 и 9000 EUR.

По отношение на таксите върху оборота, най-добре позиционирани са OPCOM и HUPX, което е разбираемо, предвид големите обеми, които се търгуват на тези борси. Очаква се при увеличаване на ликвидността на останалите борси в региона техните такси също да се понижат.

Доброто позициониране на БНЕБ по отношение на таксите за участие води до увеличаване на пазарните участници от 18 до 51 за година и пет месеца. Това нарежда българския оператор много близо до HUPX (60 участници), която функционира вече повече от 6 години, и далеч пред SEEPEx (14 участници) и CROPEX (12 участници), които стартираха около 20 дни след БНЕБ. Далеч напред по този показател е OPCOM,

¹⁰⁹ Анализ на БАН с данни от сайтовете на борсите.

която функционира от 2001 г., и има 358 участници. Това означава, че всъщност не правилата и таксите са главна пречка пред участниците на пазара, желаещи да търгуват на борсата, а ликвидността на пазара – участниците винаги се стремят да присъстват на пазари с висока ликвидност.

Финансови гаранции, които борсите или клиринговите къщи изискват за участие на борсовите пазари

По отношение на решенията за клиринг, борсовите оператори имат 2 варианта – сами да осъществяват клиринга, или да възложат това на специализирана институция (клирингова къща). Борсовите оператори, които избират сами да осъществяват дейностите по клиринг и сетълмент, обикновено правят това чрез изискване на банкови гаранции и/или депозити за участие. Размерът на тези гаранции се определя чрез правилата на всяка борса и механизмът за изчислението им е еднакъв за всички участници на пазара, като той е явен и записан в правилата на борсите.

Клиринговите къщи, от друга страна, могат да определят индивидуални размери на изискваното обезпечение спрямо всеки участник в зависимост от нивото на риск от неплащане, което му бъде присъдено след първоначално проучване и анализ на финансовото му състояние. Този модел не поставя всички пазарни участници в равни условия, а дава по-голямо предимство на големите компании спрямо малките.

Борсовите оператори прибегват до услугите на клирингова къща, когато операциите по клиринг и сетълмент започнат да отнемат твърде много ресурс на компанията и тя не може да се концентрира върху основната си дейност, и когато не искат да отделят значителен финансов ресурс от оперативните си потоци. Най-голямата борса в Европа – EPEX Spot (Германия, Франция, Австрия и Швейцария), оперира чрез клирингова къща (ЕСС), но втората по големина Nordpool предпочита сама да управлява тази дейност.

На регионално ниво само HUPX (Унгария) и SEEPEX (Сърбия) работят с клирингова къща, като това натоварва финансово участниците на тези пазари. В същото време не може да се каже със сигурност, че ги прави предпочитани борсови оператори. Клиринговите къщи все пак дават предимство на определени участници и те биха могли да се възползват от по-ниски гаранционни обезпечения спрямо останалите участници, което отчасти нарушава борсовия принцип за равноправност на всички участници на борсата.

Изводи

- В представената по-горе част на доклада са очертани основните тенденции и фактори за развитие на борсовите пазари на базата на опита на най-развитите в ЕС. Тенденциите на борсовите пазари в Югоизточна Европа (Унгария, Румъния, Сърбия, Турция и пуула в Гърция) са близки до тези на развитите борсови пазари в Централна Западна Европа, и включват **конвергенция на цените в региона, увеличение на ликвидността на борсата и търговията през краткосрочни борсови сегменти, спад на борсовите цени при въвеждане на ВЕИ, влияние на борсовите цени от цените на енергийните ресурси и регулаторна намеса**. Въпреки това, пазарните механизми в региона все още не са усъвършенствани, като все още съществуват редица пречки пред бързото покачване на ликвидността на борсите, основно инфраструктурни и регулаторни.

- Съществува значителна връзка между цената и търгуваните обеми електроенергия на борсовите пазари. Колкото по-развит е този пазар, толкова по-силна е връзката.
- Българската електроенергия се позиционира с най-ниска цена в региона. За период от около година и половина от старта на борсата в България, цената на едро в България е значително по-ниска от тази на съседните пазари и по-нататъшната пазарна интеграция ще оказва натиск нагоре към покачване на цените.
- ВЕИ оказват силен натиск в посока надолу върху цените на пазарите на едро, най-вече в Централна Европа, но тяхното влияние започва да се усеща и в Югоизточна Европа, както може да се види по минималните цени за базова енергия, постигнати за един ден на доставка. България също е частично засегната от този процес, въпреки че към момента ВЕИ не са представени на борсовия пазар.
- Като цяло, изследваният регион се характеризира с недоразвити пазари и ограничен брой пазарни сегменти и възможности за търговия. В региона предстои да се развият Интрадей пазари, които ще помогнат за балансиране на позициите на пазарните участници и ще доведат до спад на разходите за небаланси. Такива пазари в момента има само в Унгария, Румъния и Турция. В останалите страни работят успоредни пазари на балансираща енергия, при които има редица пазарни изкривявания.
- Борсовият модел на търговия ще бъде основен през следващото десетилетие, като пазарът с доставка „Ден напред“ ще има доминиращо положение по отношение на пазарната ликвидност.
- Либерализация на пазарите води до увеличение на дела на борсовата търговия в общото потребление. В страните от Централна Западна Европа делът на борсова търговия в общото потребление на ЕЕ е сравнително по-висок - надвишаващ 50% за Германия и Австрия и приблизително 40% в Швейцария и Холандия, както и в Унгария и Румъния. В България този дял е 8% през 2016 г., докато в Сърбия е едва 0.3%. По отношение на останалите страни в региона, където все още няма енергийни борси, през 2016 г. стартира инициативата West Balkan 6, чиято цел е в Македония, Албания, Косово, Черна гора и Босна и Херцеговина до края на 2018 г. да има работещи организирани пазари на едро на електроенергия.
- Въпреки че голяма част от борсовите пазари в региона са в рамките и на Европейския съюз, те нямат обща политика по отношение на енергетиката, а водят изолирана политика на енергийни острови, като се опитват за сметка на собствени програми и политики да търсят решения вътрешно за страната. **Разширяването на либерализацията и засилването на взаимосвързаността на електроенергийните системи на разглеждания регион ще постави регионалния подход към сектора в основата на националните политики.**

3. Анализ и прогноза на европейския пазар на електрическа енергия

3.1. Оценка на ефекта от европейските политики върху европейския пазар на електроенергия

Функционирането на пазара на електроенергия се подчинява на правилата на „Третия енергиен пакет“¹¹⁰, които бяха допълнени от законодателни актове срещу пазарни злоупотреби и законодателни актове за изпълнение относно търговията с електроенергия и правилата за експлоатация на мрежите.¹¹¹ Водещата цел на законодателството е производството на електрическа енергия да бъде отворено за конкуренция, да се създадат условия за навлизане на нови участници на пазара, чрез прилагане на обективни, прозрачни и недискриминационни критерии, както и да се осигури достъп на трети страни до преносните и разпределителните системи.

Оценката на влиянието на законодателния пакет се базира на данни, предоставени в документи на ЕК за напредъка в постигането на Енергийния съюз¹¹², както и такива, придружаващи пакета „Чиста енергия“¹¹³ и др. Тя може да бъде извършена в две

¹¹⁰ По-подробна информация за тези правила е представена в Дейност IA.

¹¹¹ Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО; Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003; Регламент (ЕО) № 713/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. за създаване на Агенция за сътрудничество между регулаторите на енергия; Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25.10.2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия; Регламент за изпълнение (ЕС) № 1348/2014 на Комисията от 17.12.2014 г. за прилагане на член 8, параграфи 2 и 6 от Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия по отношение на докладването на данни; Регламент (ЕС) № 543/2013 на Комисията от 14.06.2013 г. за представяне и публикуване на данни на пазарите за електроенергия и за изменение на приложение I към Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета; Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24.07.2015 г. за установяване на насока относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването; Регламент (ЕС) 2016/631 на Комисията от 14.04.2016 г. за установяване на Мрежов кодекс за изискванията за присъединяване на производителите на електроенергия към електроенергийната мрежа; Регламент (ЕС) 2016/1388 на Комисията от 17.08.2016 г. за установяване на мрежов кодекс относно присъединяването на потребители; Регламент (ЕС) 2016/1447 на Комисията от 26.08.2016 г. за установяване на Мрежов кодекс за изискванията за присъединяване към електроенергийната мрежа на системи за постоянен ток с високо напрежение и модули от вида „електроенергиен парк“, присъединени чрез връзка за постоянен ток; Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26.09.2016 г. за установяване на насока относно разпределянето на преносната способност; Директива 2005/89/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 18.01.2006 г. относно мерки за гарантиране сигурност на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните инвестиции; Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17.04.2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 текст от значение за ЕИП; Делегиран регламент (ЕС) 2016/89 на Комисията от 18.11.2015 г. за изменение на Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура по отношение на списъка на Съюза на проекти от общ интерес.

¹¹² Работен документ на службите на Комисията, озаглавен „Мониторинг на постигнатия напредък за постигане на целите на Енергийния съюз – Основни показатели за 2016 г.“ [SWD on the 2016 Monitoring progress towards the Energy Union objectives – Key indicators]
<http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/node/9145>.

¹¹³ Commission Staff Working Document. Evaluation Report covering the Evaluation of the EU's regulatory framework for electricity market design and consumer protection in the fields of electricity and gas Evaluation of the EU rules on measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (Directive 2005/89) Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast) Proposal for a Regulation of the European

основни посоки: подобряване на пазарната среда (чрез повишаване на конкуренцията, на пазарната интеграция, на координацията и на инвестициите в мрежата) и повишаване на благосъстоянието на потребителите. За целите на настоящата оценка вниманието ще бъде основно насочено върху първата посока, като последователно се разглеждат основни направления на Третия енергиен пакет.

Отделяне на доставчиците на електрическа енергия от мрежовите оператори

Отделянето на доставчиците на електрическа енергия от мрежовите оператори съдейства за навлизане на нови пазарни участници и насърчава конкуренцията. Вертикалната интеграция на доставчиците на електрическа енергия е основна пречка за развитието на конкурентен пазар, която позволява на собствениците на мрежата да препятстват навлизането на нови пазарни участници чрез контрола, който упражняват върху мрежата. Директивата за електроенергията цели да отстрани напълно конфликта на интереси между производителите и доставчиците на електроенергия, от една страна, и системните преносни оператори, от друга. Тя предлага три модела на отделяне на преносните оператори: отделяне по собственост; независим системен оператор; и независим преносен оператор (каквото е и избраният от Р България модел). Преобладаващата част от страните-членки на ЕС, за разлика от България, са предпочели модела отделяне по собственост. Съгласно доклада на ЕК от октомври 2014 г.¹¹⁴ относно изпълнението на модела независим преносен оператор, е постигнато ефективно разделяне на интересите на преноса от интересите на производството и доставката на електроенергия. Смята се, че по този начин до голяма степен са преодолени проблемите с „network foreclosure“, характерни за сектора преди въвеждането на Третия пакет.

Конкуренция

Като основен резултат от прилагането на разпоредбите на Третия енергиен пакет трябва да се отличи подобрената ликвидност на европейските пазари на електроенергия, както и увеличаването на трансграничната търговия. Въпреки че в някои страни се отчита намаление на пазарните дялове на големите производители, нивото на пазарна концентрация остава относително високо. Към 2014 г. пазарният дял на традиционните производители остава по висок от 50% в 10 държави-членки. Следователно може да се заключи, че нивото на напредък по отношение на конкуренцията между производителите на електроенергия е относително.

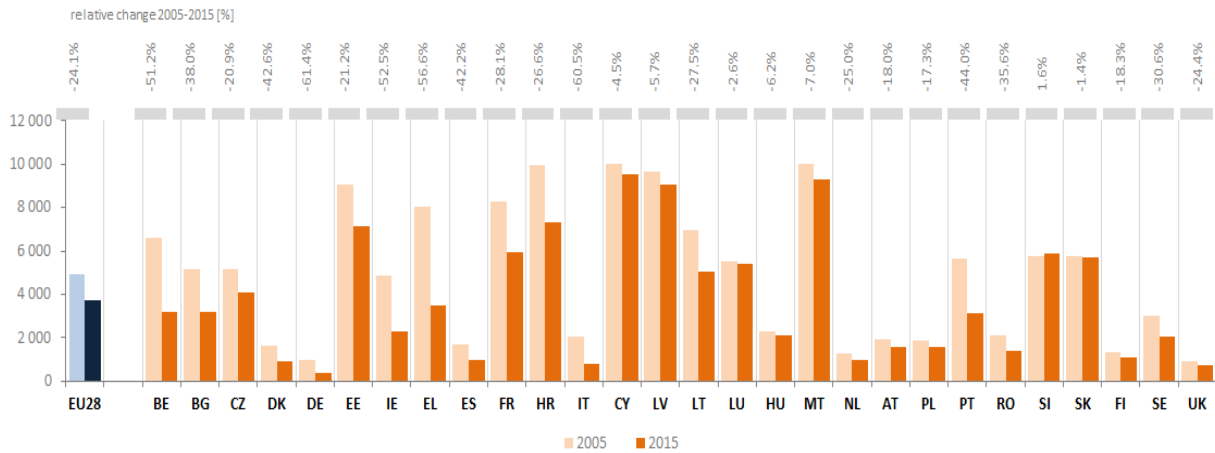
Индексите на пазарната концентрация предоставят информация за относителния дял на участниците на даден пазар и следователно те са показателни за степента на конкуренция. **Колкото по-ниска е стойността на индекса на пазарна концентрация, толкова по-висока е степента на потенциална конкуренция.** Ефективна конкуренция е налице, когато нито един пазарен участник, самостоятелно или съвместно с други търговски участници, няма значително въздействие върху пазара.

Parliament and of the Council on the electricity market (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector.

¹¹⁴ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_annex3.pdf.

Фигура III.29. Индекс на пазарна концентрация на производството на електроенергия, относителна промяна 2005-2015 г. (%)¹¹⁵

IM2: Market concentration index for power generation



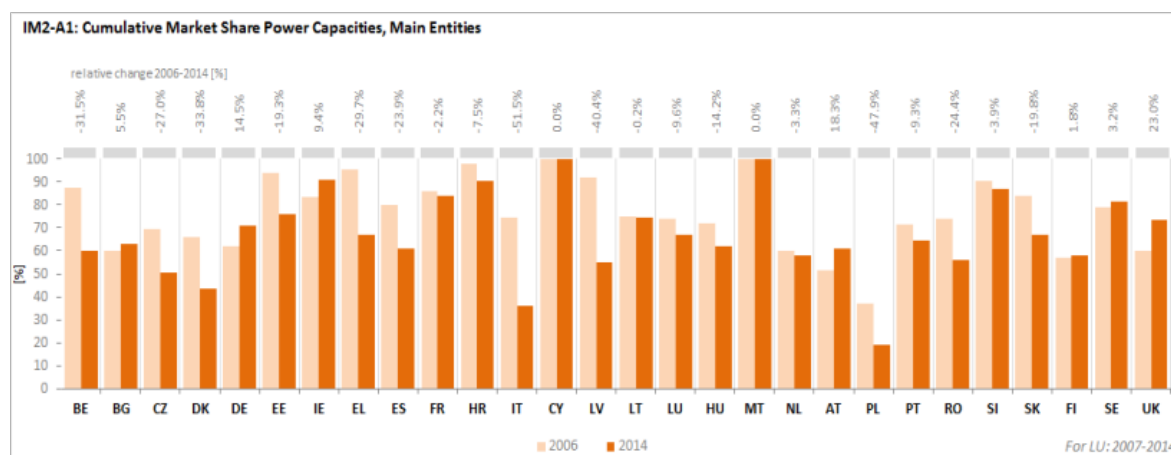
Източник: ЕК по данни на Platts PowerVision.

Съгласно показателя за пазарна концентрация на производството на електрическа енергия, пазарната концентрация е намаляла в повечето страни, но остава значително висока в по-малките страни – Естония, Хърватска, Малта, Люксембург. В няколко страни няма прогрес, или той е незначителен по отношение на деконцентрацията.

Показателят за пазарен дял на основните производители показва също, че конкуренцията в сектора се увеличава, но са отбелязани значителни различия между отделните страни. За осемгодишния период от 2008 до 2014 г. дялът на основните производители е намалял в повечето страни, с изключение на България, Германия, Ирландия, Кипър, Швеция, Обединеното кралство.

¹¹⁵ Индекс на пазарната концентрация за производство на електроенергия – основава се на индекса на Херфиндал-Хиршман (HHI) и се определя като сумата от пазарните дялове на трите най-големи компании за производство на електроенергия на квадрат, измерени в проценти от общия инсталиран капацитет, като 10 000 съответстват на монопол.¹¹⁶ Индексът кумулативен пазарен дял енергийни мощности, основни субекти – комбинираният дял от общия производствен капацитет на дружествата, произвеждащи електроенергия, които имат дял от повече от 5% от националното производство на електроенергия.¹¹⁷ Комисия за енергийно и водно регулиране, Доклад до ЕК за 2016 г., с. 29-30.

Фигура III.30. Кумулативен пазарен дял енергийни мощности, основни субекти¹¹⁶



Източник: ЕК по данни на Евростат.

По данни от доклада на Комисията за енергийно и водно регулиране за 2016 г., оценката на конкурентната среда за Република България¹¹⁷ показва, че общият пазарен дял на трите основни участника на пазара е в границата 80-85% на база произведена енергия и в рамките на 72-77% на база инсталирана мощност за същия период.¹¹⁸ През 2016 г. индексът за концентрация на база произведена енергия има ръст от 5 пр.п., докато на база инсталираната мощност няма промяна.

Фигура III.31. Стойност на индекс за концентрация, определящ общия пазарен дял на трите най-големи участника на пазара CR3



Източник: Комисия за енергийно и водно регулиране.

¹¹⁶ Индексът кумулативен пазарен дял енергийни мощности, основни субекти – комбиниранят дял от общия производствен капацитет на дружествата, произвеждащи електроенергия, които имат дял от повече от 5% от националното производство на електроенергия.¹¹⁷ Комисия за енергийно и водно регулиране, Доклад до ЕК за 2016 г., с. 29-30.

¹¹⁷ Комисия за енергийно и водно регулиране, Доклад до ЕК за 2016 г., с. 29-30.

¹¹⁸ Според праговете, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), при стойности на индекса за концентрация CR3 в рамките на 70 до 100% пазарът се определя като силно концентриран с ограничена конкуренция.

Като цяло, пазарите с по-високи нива на конкуренция (т.е. по-ниски индекси на концентрация) показват по-ниско ценово равнище от пазарите, доминирани от един или няколко участника.

Трансгранично сътрудничество между системните преносни оператори

Трансграничното сътрудничество между системните преносни оператори и създаването на Европейската мрежа от оператори на преносни системи (ENTSO) благоприятства повишаването на междусистемната свързаност и ликвидността на пазара на електроенергия.

Чрез създаването на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ЕМОПС за електроенергия – ENTSO for Electricity) се създава институционална рамка за сътрудничество между системните оператори. Преди реформата не съществува рамка на координиране на действията на операторите. ЕМОПС е изключително активна в разработването на стандарти и мрежови кодекси с оглед на хармонизация на правилата на различните преносни системи. Тя играе съществена роля и в планирането на инвестициите в мрежите, както и в оценката на капацитета на преносните мрежи, в т.ч. на всеки 2 години публикува десетгодишен инвестиционен план. Въпреки напредъка, съществуващата рамка не отчита в пълна степен наличието на известен конфликт на интереси, който е заложен при създаването на ЕМОПС. От една страна, функциите на ЕМОПС предполагат защита на обществения интерес и разработване на предложения, защитаващи интереса на потребителите, а от друга, ЕМОПС все пак остава организация на търговски дружества, които преследват своите бизнес интереси.

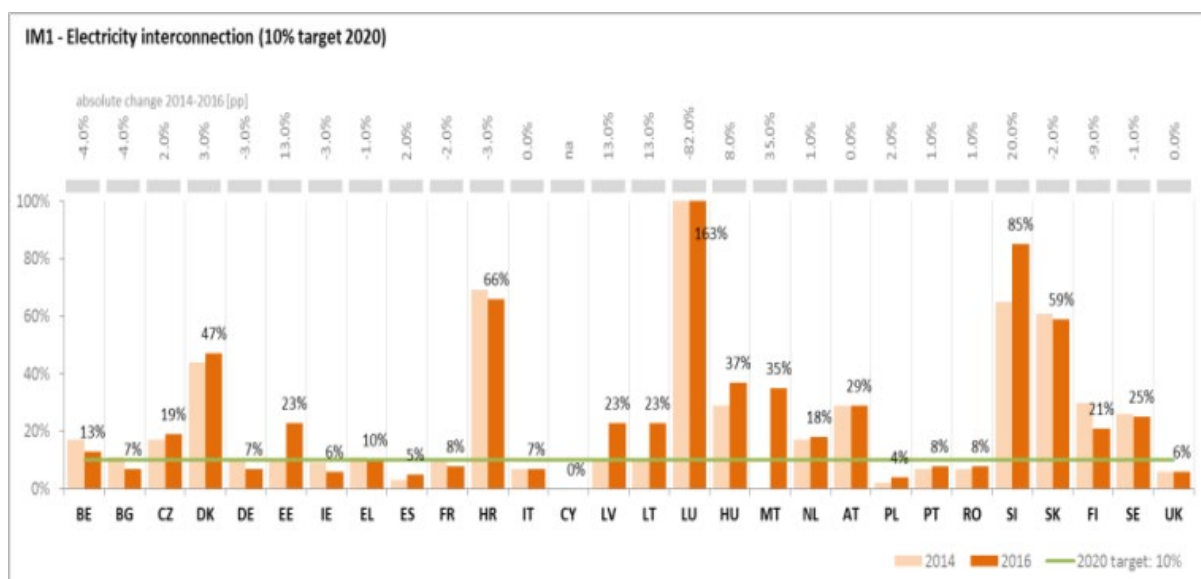
ЕК отчита позитивен ефект от пазарното обединение „market coupling“ (което не обхваща всички страни от ЕС, в т.ч. Р България). Въпреки увеличението на трансгранично търгуваните обеми, Третият енергиен пакет не успява да разреши проблемите в трансграничната търговия поради ограничения в трансграничните капацитети. По данни на ACER, до 75% от съществуващия трансграничен капацитет остава неизползваем поради липса на координация между мрежовите оператори и други фактори, в т.ч. национални практики, свързани с правилата за определяне на трансграничния капацитет.

Друг ограничител на търговията на електроенергия се явяват недостатъчните инвестиции в инфраструктура за развитието на трансгранични потоци. Трансграничната свързаност е ключов фактор за осъществяване на вътрешния енергиен пазар и за осигуряване на необходимата инфраструктура за повишаване на трансграничната търговия. Целта за постигане на равнище на междусистемна свързаност, отговарящо на най-малко 10% от инсталираните мощности за производство на електроенергия за всички държави-членки (до 2005 г.), е поставена от Съвета в неговите заключения от 15-16 март 2002 г. В заключенията си от 23-24 октомври 2014 г. относно Рамката за политиките в областта на климата и енергетиката за периода до 2030 г. Съветът препоръчва на ЕК да вземе спешни мерки, за да се осигури изпълнение на минимална цел от 10% от съществуващата електроенергийна междусистемна свързаност в неотложен порядък, и не по-късно от 2020 г.¹¹⁹

¹¹⁹ В своето съобщение, озаглавено „Пътят към целта от 10% междусистемна електроенергийна свързаност“, Комисията подчертава, че изграждането на вътрешния електроенергиен пазар, а именно като се сложи край на изолацията на т.нар. електроенергийни острови, гарантирането на енергийните доставки за всички потребители и на по-висок дял на производството на електроенергия от променливи

11 държави-членки са под нивото на енергийна системна свързаност с пазара на ЕС – България, Кипър, Франция, Германия, Ирландия, Италия, Полша, Португалия, Румъния, Испания и Обединеното кралство. В определени случаи географското разположение на страната затруднява постигането на целта за 10% трансгранична междусистемна свързаност. В други случаи обаче географското положение на страната, енергийният ѝ микс и респективният дял на енергията от възобновяеми източници, обуславят необходимостта от постигане на по-висока свързаност от 10% минимум. Ето защо е предприета инициатива за концептуално обективизиране на целта за 15% междусистемна свързаност за 2030 г., под формата на цели на регионално, национално и/или гранично равнище, съобразена с респективните разходи и свързаните с разходите аспекти и потенциал за търговски обмен в съответните региони.¹²⁰

Фигура III.32. Електроенергийна междусистемна свързаност, изменение абсолютни стойности 2014-2016 г.



Източник: ЕК по данни на ENTSO-E.

Отворени, честни пазари на дребно и защита на потребителите

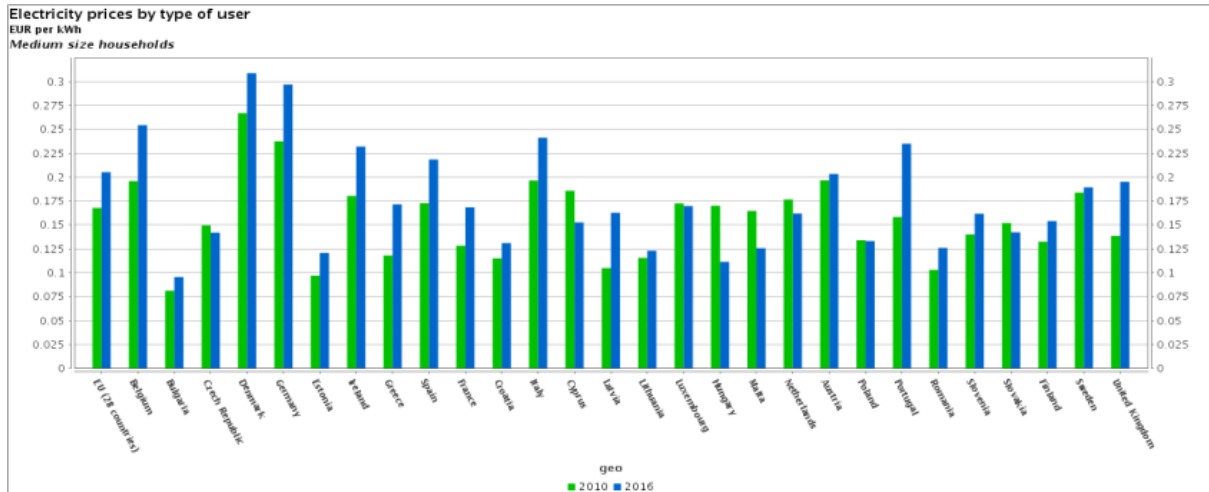
Въпреки сближаването на цените, налице са съществени разлики в цените на електроенергията между държавите-членки на ЕС. Съществени са разликите и между цените за домакинства и за индустрия при различните страни.

Наблюдава се и сериозен ръст на цените за бита, който се обяснява именно с въвеждането на различни добавки към цената на електроенергията, които са свързани с насърчения за нискокарбоновите производства. Разтваря се и ножицата между цените на едро и дребно в ЕС.

възобновяеми източници, изискват повече от 10% междусистемен капацитет и усилията на ЕС и държавите-членки трябва да се направляват от необходимостта всички държави-членки да достигнат поне 15% междусистемен капацитет до 2030 г.

¹²⁰ Решение на Комисията от 9 март 2016 г. за създаване на експертна група на Комисията във връзка с целите за електроенергийна междусистемна свързаност.

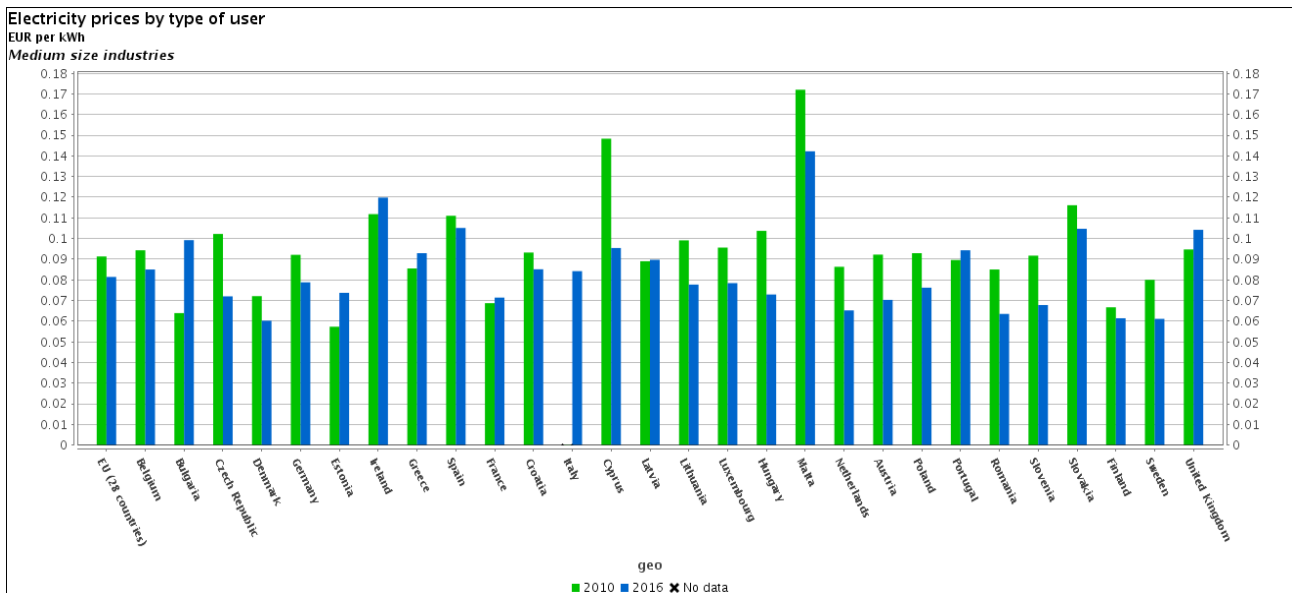
Фигура III.33. Сравнение на цени на едро за крайни битови клиенти с такси (EUR/кВч) 2010 и 2016 г.



Източник: Евростат.

Влияние върху цените оказват и някои облекчения, въведени в отделни страни, които позволяват на индустрията да заплаща по-малки добавки към цената за електрическа енергия. Например насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014-2020 г. позволяват въвеждане от страна на държавата на механизми за освобождаване/частично заплащане от страна на енергоемки индустриални потребители – помощ под формата на намаляване на финансовата подкрепа за електроенергия от възобновяеми източници.

Фигура III.34. Сравнение на цени на едро за индустриални клиенти без такси (EUR/кВч) 2010 и 2016 г.



Източник: Евростат.

Едно от най-сериозните предизвикателства във връзка с изпълнението на Третия енергиен пакет остава високото ниво на ценова регулация в държавите-членки на ЕС. Някаква форма на ценова регулация съществува в 17 държави-членки. Тя оказва съществено влияние както по отношение на обемите на електроенергия, в т.ч. за износ, която се търгува на пазара, така и върху нейната цена.

Към момента наказателни процедури са инициирани срещу държави-членки единствено във връзка с ценова регулация на цени на едро, докато по отношение на ценовата регулация на дребно не са инициирани такива. **Тази двойственост на двата пазара – либерализиран на едро и силно регулиран на дребно, създава сериозни противоречия и пазарно изкривяване, което не стимулира инвестициите и ефективността на сектора като цяло. По-нататъшната либерализация ще съдейства за преодоляване на тези пазарни дефекти, но в краткосрочен план те ще оказват решаващо значение за вътрешната и презгранична търговия.**

3.2. Изследване на развитието и ефекта от приоритетни проекти на ЕС в областта на енергетиката върху достъпа, пренасянето, търсенето и предлагането на електроенергия

3.2.1 Проблеми към момента и тяхното възможно решение

Актуалните проблеми по отношение на достъпа до междусистемния преносен капацитет могат да се разглеждат в две направления:

1. физически недостиг на междусистемен капацитет за пренос;
2. административни проблеми пред пазарното разпределение на преноса:
 - a) двустранно определяне на търговския капацитет за пренос, което води до значително по-ниски стойности на достъпни капацитети поради стандартите на ENTSO-E за резервираност на електропреносните мрежи, прилагани от страна на системните оператори. Последното позволява на операторите, поради естествения им монопол и факта, че в повечето случаи са държавни дружества, да прилагат както протекционистка политика по отношение на вноса, така и рестрикции на възможностите за износ с цел да се поддържа ценова стабилност на вътрешния пазар;
 - b) липса на регионално пазарно обединение на националните пазари, в т.ч. сред държавите-членки, което води до липса на регионален пазар „В рамките на деня“, респ. няма имплицитни търгове (цена се плаща само за електроенергия, като се предполага че тя включва в себе си и тази за капацитет). Поради тази причина междусистемната търговия се основава изцяло на експлицитни търгове, вместо и на двата типа търгове, така че пазарните участници, от една страна, да имат възможност да ограничават риска, а от друга, да имат по-свободна възможност за корекция на портфолиото си;
 - c) прилагане само на експлицитни търгове за наличните междусистемни капацитети с различна продължителност, които, от една страна, служат за ограничаване на риска пред пазарните участници, а от друга, дават възможност за проява на пазарна сила при ограничен брой пазарни участници. Тези търгове са пречка пред конвергенцията на цените, тъй като цената на капацитетите се определя независимо от цената на електроенергията, а има и времево разминаване (например капацитетът се разпределя на годишна база, а референтната цена на електроенергия се определя за следващия ден на пазар „Ден напред“). Този модел

изкривява и самата цена на капацитетите за пренос, защото дава възможност на финансово обезпечените играчи на пазара да участват на търговете не поради физическа необходимост от капацитет, а за да го препродават на други пазарни участници, като формират големи маржове на база на позицията си за проява на пазарна сила. Последното е валидно за държавите извън Европейския съюз, а не за държавите-членки, където ако капацитетът не бъде обявен за ползване от пазарния участник в Д-2, той автоматично се връща без заплащане на операторите за повторно преразпределение на база Д-1.

По първото направление има ясен план за действие и насоки за развитие на мрежите и осигурено финансиране (чрез проектите от общ интерес) както от Европейската комисия, така и от ENTSO-E. По второто направление проблемите имат по-сложно измерение, имайки предвид, че Турция и Западните Балкани не са част от Европейския съюз, респ. не са длъжни да спазват изцяло европейското законодателство; за тях трябва да се търси комплексен подход за решаването им. По отношение на държавите-членки в региона, те са длъжни до 2020 г. да се присъединят към дадено пазарно обединение (Румъния) или да създадат собствено (например България и Гърция). Въвеждането на пазарни обединения увеличава постепенно преразпределението на капацитетите към борсовите пазари, така че те да бъдат разпределяни имплицитно (към цената на електроенергията). Колкото по-голям е делът на преносните капацитети, които се разпределят имплицитно, толкова повече ще се увеличава тяхното натоварване, когато търсенето е голямо. Имплицитните търгове спомагат както за конвергиране на цените между обединените пазарни зони, така и за повишаване на конкуренцията при разпределяне на капацитетите и намаляване на възможностите за проява на пазарна сила от страна на пазарните участници извън държавите-членки. В скандинавските държави 100% от капацитетите се разпределят имплицитно, тъй като пазарите там са обединени от десетилетия и на практика липсват ценови разлики между отделните страни. Това е моделът, към който се върви и в останалата част на Европа. В нашия регион постигането на тази цел ще бъде значително по-трудно, както поради факта, че не всички страни, граничещи с България, са членки на Европейския съюз, така и поради други технически и политически причини.

Паралелната работа на българската електроенергийна система със съседните страни от ENTSO-E към момента се осъществява чрез 9 междусистемни електропровода на напрежение 400kV, като 4 от тях са по границата с Румъния, 2 – с Турция, и по 1 – на границите с Гърция, Сърбия и Македония.

Нетна пропускателна способност (трансграничен капацитет) NTC е търговско понятие, което се определя по технически критерии, свързани с режима на работа на електроенергийната система. Това е максималната мощност, която може да бъде пренесена между две пазарни зони в определена посока. Стойностите на NTC се различават от реалните физически потоци.

В зависимост от сезона, енергийния баланс в региона и изпълнението на вътрешни и международни ремонтни програми на електропреносните мрежи, стойността на NTC по границите на България със съседните страни през последните години, по данни на ЕСО, се движи в диапазона от 1232 до 2350 MW.

Разпределението по граници е както следва:

- от България към Румъния – от 100 до 400 MW; от Румъния към България – от 100 до 400 MW;

- от България към Сърбия – от 100 до 600 MW; от Сърбия към България – от 100 до 200 MW;
- от България към Македония – от 150 до 500 MW; от Македония към България – 100 MW;
- от България към Турция – от 100 до 650 MW; от Турция към България – от 100 до 500 MW;
- от България към Гърция – от 300 до 700 MW; от Гърция към България – от 150 до 400 MW.

Практически определянето на NTC се извършва за всяка граница на България поотделно, съгласно процедура на ENTSO-E, която включва предварително съгласуване на изчислителни модели и мощностни баланси на операторите от всеки регион на Европа, като се формира общ регионален изчислителен модел. Изчислените стойности на NTC се обменят с операторите на съседните преноси електрически мрежи и се съгласуват, като се използва правилото „по-ниската стойност е валидна“. Тъй като междусистемните електропроводи 400kV са с висока преносна способност – 500 или 650 MW в зависимост от използваните проводници, стойностите на NTC между две страни практически се ограничават от системните оператори за съответния период по следните причини:

- гарантиране на сигурността на мрежата по критерий N-1 (отпадането на един елемент не води до каскадно изключване на други елементи), в т.ч на вътрешните електропреносни мрежи;
- отчитане на действителните физични потоци, имайки предвид, че търговски „договореният път“ на електроенергията не следва физичните закони;
- гарантиране на резерв между самите оператори за обмен на електроенергия от активирано първично регулиране и за взаимопомощ между операторите при аварийни ситуации.

Прогноза за развитието на електропреносната мрежа на България и възможностите за износ на електроенергия

На територията на България ще бъдат изпълнени 4 проекта, които повишават стойностите на NTC за износ от страната и за транзит през страната в посока север-юг. 3 от тях са за реализация на вътрешни връзки, а 1 – за междусистемен електропровод с Гърция. 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 капацитета за износ към Гърция до 1100 MW и към Турция до 900 MW. Това означава, че спрямо сегашния максимален NTC от около 2350 MW ще имаме увеличение със 750 MW, или около 32% до 3100 MW.

При 100% натоварване и без транзитни потоци, това означава възможност за износ на над 27 ТВтч електроенергия от България на година. При съществуващата изграденост на производствените мощности в страната реално могат да се изнесат максимално до 10.5 ТВтч годишно, имайки предвид, че при основните мощности инвестицията е откупена и те са конкурентни на регионалния пазар, доколкото регионалната пазарна конюнктура го позволява. Последното основно зависи от търсенето и предлагането, което например през пролетта предполага високо предлагане от ВЕИ, като откупените ВЕЦ се принуждават да продават независимо от цената с цел да не допуснат енергийно

непреработени водни маси. Също така трябва да се има предвид протекционистката политика, която могат да прилагат страните, които не са членки на Европейския съюз.

Тази стойност означава, че в средносрочен план **България ще има значителен по размер свободен междусистемен капацитет за пренос**, който към момента значително надвишава възможностите на българските генериращи източници за износ на електроенергия, след покриване на вътрешното електропотребление.

В по-дългосрочна перспектива (след 2034 г.) се очаква да бъде изграден нов двоен електропровод 400kV със Сърбия, който ще увеличи допълнително преносния капацитет между България и Сърбия с около 1500 MW до общо около 2000 MW. Ако Сърбия укрепи вътрешната си електропреносна мрежа, това би дало значителен достъп на българските производители до Западните Балкани, а оттам и до Италия. В противен случай, увеличеният преносен капацитет би се използвал основно за внос/транзит през електропреносната мрежа на България.

По-подробно виж списък на проекти от общ интерес в региона в Приложение III.3.

3.2.2 Състояние на електропреносните системи на страните от Югоизточна Европа

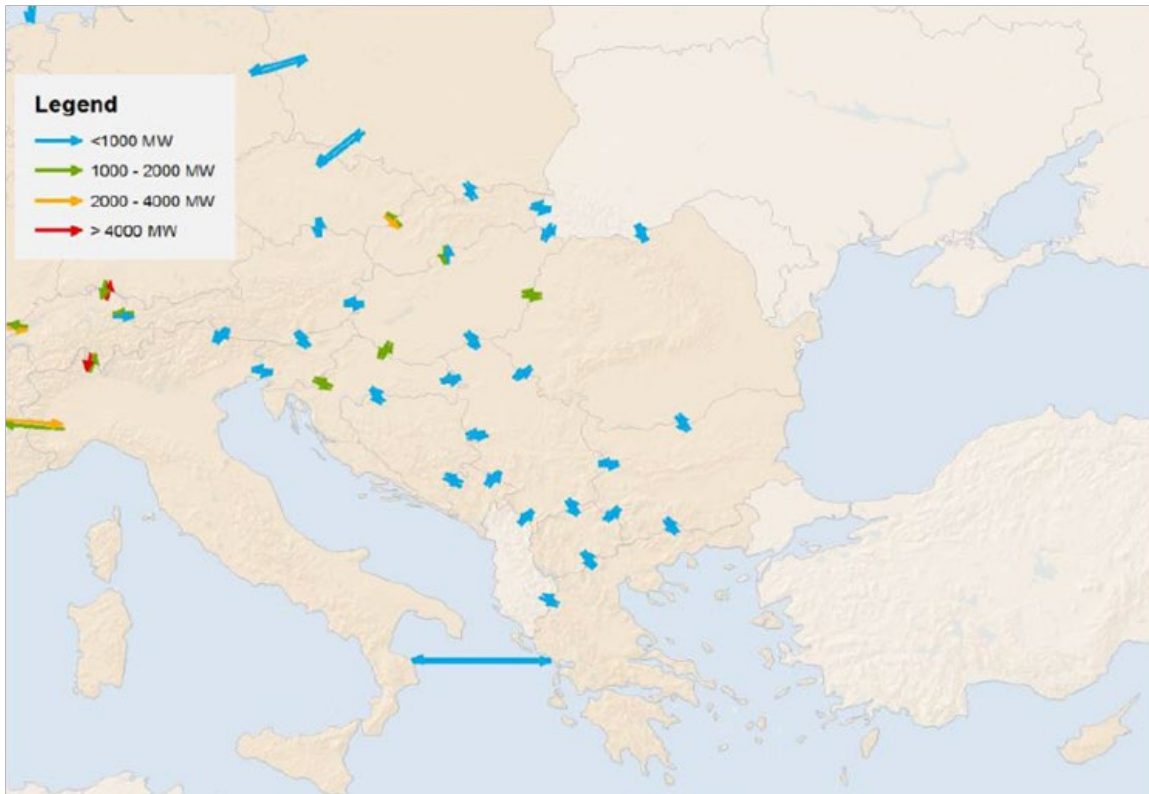
Регионът Югоизточна Европа се състои от следните държави (членуващи в ENTSO-E): Босна и Херцеговина, България, Хърватска, Гърция, Унгария, Италия, Македония, Черна Гора, Румъния, Сърбия и Словения. Съседните държави Албания и Турция не са членки на ENTSO-E, но електроенергийните им системи са свързани със системата CESA (Central European Synchronous Area) и функционират паралелно. Поради това тези две държави се включват в плановете за развитие на електроразпределителните мрежи на региона.

Тъй като този регион е граничен за системата CESA, той в голяма степен ще бъде повлиян от предстоящите разширения на обединените електроенергийни системи на ENTSO-E на изток и на юг. Те предвиждат свързването на Украйна и Молдова на изток, както и на Кипър и след това и на Израел на юг. Въпреки че последствията от тези бъдещи свързвания все още не са анализирани детайлно, е очевидно, че движенията на енергийните потоци ще запазят характера си (от север на юг и от изток на запад), което ще доведе и до по-голяма необходимост от увеличение на капацитетите на коридорите Север-Юг и Изток-Запад.

Енергийната система на страните в региона е доминирана от въглищни централи (особено на лигнитни въглища), следвани от водноелектрически централи. Голяма част от лигнитните централи са разположени в Сърбия, Гърция, България, Румъния и Босна и Херцеговина, а най-голям е дялът на енергия от ВЕЦ идваща от Румъния, Сърбия, Хърватска и Босна и Херцеговина. Ядрените централи, чиито дял е само 7% от инсталираните мощности в региона, заемат 18% в микса от годишната произведена енергия. АЕЦ има на територията на България, Румъния, Унгария и Словения.

На фигурата по-долу са показани нетните преносни капацитети в региона към 2013 г.

Фигура III.35. Нетни преносни капацитети в региона към 2013 г.



Източник: ENTSO-E.

Фактори за развитие на електропреносните системи в Югоизточна Европа

Факторите за развитие на електропреносните системи произтичат директно 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 опериране на системата в цяла Европа.

Развитието на електропреносната мрежа е голяма стъпка към постигане на общоевропейските и регионалните цели, особено в периферните региони на Европа, чиито системи не са свързани една с друга в задоволителна степен. В това отношение Югоизточна Европа е огромна система с ниска гъстота на мрежите и ограничени трансгранични и вътрешни преносни способности. Поради това главните фактори за развитие на мрежата в региона могат да бъдат обобщени по следния начин:

- увеличение на преносните способности – големият размер и ниската гъстота на мрежата водят до недостатъчни преносни капацитети. Увеличението на капацитетите е едно от изискванията за пазарна интеграция на региона. Ценовите разлики между зоните на Балканите и Италия са друг стимул за увеличение на преносните капацитети към Италия, чрез подводни връзки и по границата между Италия и Словения;
- масово присъединяване на производители от ВЕИ – в региона засега интеграцията на ВЕИ е слаба (с изключение на Гърция, България и Румъния), но очакваното присъединяване на нови производители от ВЕИ, с цел да бъдат покрити изискванията на ЕС и националните цели на страните, ще изискват високо ниво на

развитие на мрежите. Според проучванията на ENTSO-E, инсталираните мощности от ВЕИ в региона ще се утроят до 2030 г. и мрежата трябва да е готова да поеме това предизвикателство;

- износ на енергия към западните пазари – пазарните условия диктуват развитие на мрежата, насочено към най-големите потребители, а те са предимно в южната и западната част на региона.

3.2.3. Основни проблеми пред електропреносната система в Югоизточна Европа

Проблемите, които ENTSO-E е идентифицирала в системата, могат да бъдат разгледани и по тяхното географско разположение. Те са свързани най-вече с т.нар. „тесни места“ в мрежата.

За да бъдат разбрани по-лесно, слабите места са разделени на три вида според заплахите:

- 1) сигурност на доставките – когато определена зона не може да бъде захранена според изискванията за сигурност на мрежата;
- 2) директно свързване на производителите – конвенционални или ВЕИ;
- 3) пазарна интеграция – когато в рамките на една зона има проблеми с балансирането, които се дължат или на проблеми в самата зона, или на пренос между две ценови зони (cross-border).

Капацитетите позволяват следните максимални стойности на физически износ на електроенергия от България:

Таблица III.9. Максимален физически износ по граници в ГВтч

Страна	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
BG – GR	6132	9636	9636	9636	9636
BG – RO	3504	3504	3504	3504	3504
BG – TR	5694	7884	7884	7884	7884
BG – RS	5256	5256	5256	17520	17520
BG – MK	4380	4380	4380	4380	4380
Общо	24966	30660	30660	42924	42924

При сценария с успешното изпълнение на проектите от общ интерес може да се очаква, че след 2030 г. в електропреносната мрежа в Югоизточна Европа отново ще има „тесни места“, като те ще бъдат следните:

- между Италия и Австрия – въпреки сходните цени на електроенергия в тези зони, системните връзки ще бъдат много натоварени поради наличието на различни ВЕИ, които са взаимно допълващи се (фотоволтаични централи в Италия и ВЕЦ и вятърни централи в Австрия);
- между Австрия и Словения/Унгария – високият дял на ядрена енергия (както и енергия от ВЕЦ) в Словения ще доведе до износ на електроенергия към Чехия и Германия през Австрия, когато в Германия производството от ВЕИ е ниско. Същевременно Австрия има голям хидроенергиен капацитет и няма да се нуждае от

внос от Словения, но междусистемният капацитет между Австрия и Германия ще бъде много по-голям от този между Австрия и Словения/Унгария (7500 срещу 2000 MW);

- между Италия и Балканите – връзката между Черна Гора и Италия няма да е достатъчна, за да се изравнят цените в двете зони и да бъде използван целият хидроенергиен потенциал на Балканите за износ на електроенергия към Италия. Това би могло да доведе до претоварвания на връзката. Могат да се очакват и претоварвания в обратната посока, когато Италия има свръхпроизводство от ВЕИ, а на Балканите няма достатъчно производство на електроенергия;
- между Гърция и България/Македония – дори Гърция да построи голямо количество ВЕИ централи (ВЕЦ, соларни и вятърни), тя все още ще има нужда от внос и производство от конвенционални централи, за да покрива потреблението си в моментите, когато производството от ВЕИ е ниско. Това ще доведе до висока натовареност на връзките със северните съседи в посока към Гърция, като е възможна и висока натовареност в обратната посока, когато Гърция има свръхпроизводство от ВЕИ;
- между Хърватска/Унгария и Балканите – въпреки че Унгария ще има значителен дял на ядрена енергия в микса си, а Хърватска ще има значителен дял на енергията от ВЕЦ, те ще продължат да бъдат нетни вносители на електроенергия, която ще бъде доставяна предимно от Балканите, поради по-ниската цена на електроенергията в този регион, като степента на натоварване на връзките ще зависи най-вече от цената на електроенергията, произведена от конвенционални централи – ако тя е ниска, натоварването може да бъде значително.

По отношение на държавите-членки на ЕС в региона, те са длъжни до 2020 г. да се присъединят към дадено пазарно обединение (Румъния, Унгария, Чехия и Словакия) или да създадат собствено (например България и Гърция). Въвеждането на пазарни обединения увеличава постепенно преразпределението на капацитетите към борсовите пазари, така че те да бъдат разпределяни имплицитно (към цената на електроенергията). Колкото по-голям е дялът на преносните капацитети, които се разпределят имплицитно, толкова повече ще се увеличава тяхното натоварване когато търсенето е голямо. Имплицитните търгове спомагат както за конвергирането на цените между обединените пазарни зони, така и за повишаване на конкуренцията при разпределяне на капацитетите и намаляването на възможностите за проява на пазарна сила от страна на пазарните участници извън държавите-членки. В скандинавските държави 100% от капацитетите се разпределят имплицитно, тъй като пазарите там са обединени от десетилетия и на практика липсват ценови разлики между отделните страни. Това е моделът, към който се върви и в останалата част на Европа. В нашия регион постигането на тази цел ще бъде значително по-трудно, както поради факта, че не всички страни, граничещи с България, са членки на Европейския съюз, така и поради други технически и политически причини.

Като цяло европейските политики за създаване на вътрешен европейски енергиен пазар създават по-добри условия за българския износ. Неперфектността на пазара и наличието на някои пазарни изкривявания ограничават потенциала за презгранична търговия на електроенергия и в средносрочна перспектива ще оказват влияние върху него. Очакваната по-голяма конкуренция на европейския пазар на електроенергия ще постави българските производители на електроенергия пред нови предизвикателства в търсенето на източници за намаляване на разходите и формирането на конкурентна цена. За подобряване на

позициите на българската електроенергия на международния пазар могат да бъдат предприети следните мерки:

- премахване на пречките пред пазарното обединение, включително премахване на експортните такси, което ще разшири капацитета за износ;
- постигане на целта от най-малко 10% междусистемна свързаност и предприемане на мерки за постигане на 15% до 2030 г.;
- осъществяване на проектите от общ интерес (преодоляване на забавянето и разширяване с нови), с които ще се разшири капацитетът на междусистемната свързаност за България и износа на по-далечни пазари.

4. Анализ и прогноза на регионалния пазар на електрическа енергия

4.1. Методология

За първи път се прави цялостен и задълбочен анализ на развитието и прогнозите (където са налични дори и частични прогнози) на пазарите на ЕЕ на страните, формиращи регион за износ на ЕЕ от България. Липсата на такива цялостни прогнози за региона общо, и методологически хармонизирани прогнози по страни, не е случайно. Високата степен на несигурност в региона, силната му уязвимост предвид високата зависимост от внос на ЕЕ ресурси, високият политически риск и т.н., правят прогнозирането твърде условно.

Основната цел е да се направи прогноза за потенциала за износ/внос на ЕЕ в региона за периода до 2040 г., като специфичната цел е да се направи прогноза **за дефицити/излишъци на генериращи мощности** в държавите от очертания регион и на тази основа да се оценят дефицитите от ЕЕ и потенциала за внос.¹²¹ Прогнозата се прави на базата на резултатите от следните анализи:

- анализирано е развитието на ЕЕ през последните 20 години за всяка държава, вкл. наличните енергийни ресурси и степен на използване, мощности, производство, състояние на вътрешния пазар, внос/износ на ЕЕ, цени на ЕЕ;
- разгледани са актуалните стратегии на страните, както и степента на изпълнение на предходните им стратегии;
- анализирани са всички налични прогнози: на държавните институции на съответните страни, на международни институции – ЕК, ОИСР, Световна банка, ENTSO-E и др.;

¹²¹ В представената прогноза вместо понятието „технологични разходи“ се използва „технически загуби“. Това е направено по две причини. Първо, във всички официални източници са дефинирани два вида загуби – технически и търговски. За целите на настоящия анализ и прогноза интерес представляват само техническите. Второ, данните за технологичните загуби в различните страни са дадени и коментирани само за разпределителните мрежи. По такъв начин е спазен и залегналият в прогнозата принцип за консервативна оценка на загубите – без преноса и собственото потребление на ЕЕС. Следователно, това не съвпада с понятието „технологични разходи“ в контекста и смисъла на българското енергийно законодателство във връзка с режима на регулацията им, което в случая не представлява обект на прогнозата. По отношение на понятието „резерв“, не е използвана стандартната дефиниция за първично, вторично и третично регулиране/балансиране на ЕЕС, тъй като такива данни по страни не могат да бъдат получени като статистически динамичен ред. Друга причина е, че този резерв в хоризонта, в който се конструира прогнозата, е динамична величина. В този случай също е възприет консервативен подход и е направено допускане за поддържане на 10% минимален резерв от адаптираните с коефициента на натоварване генериращи мощности. Дори само първичното (бързото) регулиране/балансиране за България показва необходимост от по-високи стойности за осигуряване на стабилността на системата.

- разгледан е регионът като цяло – анализирани са общите тенденции и перспективи на регионалния пазар, интеграция и конвергенция, както и спецификите на пазарите и достъпа/пречките до тях в статика и динамика.

На тази основа е направена собствена прогноза първо за нетен дефицит на мощности. Той се изчислява като от потреблението на електрическа енергия се извадят Нетен производствен капацитет (реално използваеми мощности, получени на базата на инсталираните мощности, умножени по коефициент на натоварване/използваемост), Собствени нужди (специфична оценка за всяка страна), Технически загуби (експертна оценка) и Резерв (консервативна експертна оценка от 10%). С цел постигане на по-голяма прецизност при съпоставяне на данните, е изчислен **претеглен коефициент** за корекция на брутното производство на електроенергия на базата на дела на вида мощности в електроенергийния микс. **Дефицит** се получава, когато Потреблението надвишава Производството, при което се налага временно активиране на Резерва до възстановяване на баланса на ЕЕС, в т.ч. чрез внос.

Необходимостта от внос се получава при наличие на дефицит с цел да се поддържа нормалното функциониране на ЕЕС.

Нетен дефицит на мощности¹²² = Крайно потребление на ЕЕ – Брутен производствен капацитет – собствени нужди – технически резерв – разходи за разпределение

Внос = Нетен дефицит на мощности – технически резерв

Крайно потребление е потреблението на ЕЕ от крайни потребители без енергийния сектор. Както беше посочено, поради разнопосочност в методологиите и съществени различия в прогнозните данни, нашата прогноза е направена и във вариант за страните извън ЕС на база на изчислена собствена прогноза. За държавите в ЕС се използва Референтния сценарий на ЕК, 2016 г. В прогнозното крайно потребление са включени и техническите загуби.

Брутен производствен капацитет е производството от инсталираните генериращи мощности, коригирани с коефициент за използваемост. Източник на данните за този показател е официалната статистика на всяка от разглежданите държави, Евростат и експертна оценка за развитие на мощностите през прогнозния период, съобразена със спецификата на микса.

Собствени нужди е енергията, необходима за функциониране на производствените единици (централите). Източник на данните за прогнозата са официалната статистика на всяка от разглежданите държави, Евростат и експертна оценка на базата на претеглен коефициент по видове мощности.

Технически резерв е консервативна експертна оценка от 10%. Включва първично и вторично регулиране/балансиране на системата.

Нетният дефицит/излишък на мощности по страни е агрегиран и така е получен общият дефицит/излишък. На тази основа се оценява дефицитът/излишъкът от ЕЕ в региона. Конструираният показател е приложен в анализа по страни, като:

- **За държавите от ЕС** са използвани допускания за потреблението на ЕЕ от референтния сценарий на ЕК, 2016 г. Като втора стъпка, показателят е изчислен спрямо прогнозите за крайно потребление, производство и планове за извеждане или

¹²² За по-голяма яснота се използва подходът от потреблението на ЕЕ да се извади брутния производствен капацитет, за да се работи с положителен знак пред дефицита.

увеличение на мощности, отразени в националните стратегии и документи на съответните държави.

- **За държавите, за които ЕК не съставя прогноза**, са използвани прогнози на други официални институции (на МАЕ, ОИСР и др.). Като цяло, прогнозите на националните власти по отношение на потреблението на ЕЕ са надценени, както спрямо последните отчетни данни, така и спрямо потенциала за икономическо развитие. Това наложи да се разработи регресионен модел за прогнозиране на потреблението на ЕЕ в държавите от региона извън ЕС. За модела са използвани официалните прогнози на МВФ по отношение на очаквания реален икономически растеж за периода 2020-2040 г.

Предложената методология е приложена, за да се потърси връзката на търсенето на ЕЕ с допусканията относно генериращите мощности, с които ще разполагат държавите, и каква част от тях ще се натоварват съгласно ангажиментите за декарбонизация и развитие на ВЕИ сектора. Направен е анализ доколко те са постижими и адекватни да задоволят крайното потребление на електроенергия и поддържането на необходимия минимален резерв.

Трите вида сценарии са разработени по следната обща логика, като за всяка държава са отразени и описани допълненията към тези допускания съгласно спецификата на енергийната ѝ система:

- минимален – допуска се, че се реализират всички проекти за рехабилитация и изграждане на генериращи мощности, заедно с пълното прилагане на предвидените мерки за енергийна ефективност и/или други цели, заложи в енергийните стратегии на държавите;
- умерен – допуска се, че се реализират проектите, които са започнати, или за които има осигурено финансиране, или на част от потенциалните проекти;
- максимален – допуска се, че не се реализират проектите, свързани с увеличаване на генерациите; без ефект от мерки за енергийна ефективност.

При оценката на основните параметри в модела са използвани данни за прогнозите на потреблението на ЕЕ от националните стратегии и официални документи за отделните страни. Поради съществените отклонения в наличните прогнози са дадени сравнения между нашата прогноза и подобни прогнози на официални институции. Най-съществени разминавания има в оценката на потреблението, което в официалните национални прогнози е значително завишено, особено в страните извън ЕС. Това е свързано най-вече с оптимизма в прогнозите за икономическия растеж. За по-голяма прецизност в модела, е направена и собствена прогноза на потреблението на ЕЕ на основата на регресионен модел.

Прегледът на значителен брой източници и на анализи на различни институции към момента не установи наличие на единна методология за прогноза на борсови цени и дефицити на електроенергия. Прегледът по държави на национални стратегии и документи, свързани с енергетиката като цяло, установи, че редица от проектите или намеренията, посочени в тях, не се реализират, или има забавяне по отношение на тяхното изпълнение. Това наложи като основен критерий при формулирането на сценариите и прогнозирането на дефицитите на генериращи мощности, съответно и прогнозата за необходимост от внос на електроенергия, да бъде степента на реализация на заложените цели и намерения за изграждане на нови мощности в съответната страна. Някои държави нямат официално приети национални стратегии, а само проекти на такива или други действащи документи, или нямат ясна прогноза по отношение на

нови проекти за мощности след 2030 г. Това означава, че представените прогнози по-долу трябва да се приемат с известна доза условност с оглед и на политическата несигурност по отношение на решенията, свързани с изграждането на нови мощности. Основната цел на прогнозите е да очертае тенденциите в региона в средносрочен и дългосрочен аспект по отношение на капацитета му за генериране на електроенергия и очертаващото се търсене; както и кои държави вероятно ще бъдат главните износители на ЕЕ и кои – вносители, на база на производствените си мощности, което при равни други условия ще окаже и натиск при формирането на регионалните цени.

4.2. Прогнозен дефицит на мощности по страни

Изготвени са подробни анализи на състоянието, перспективите и прогнозите на производството и потреблението на електрическа енергия в страните от региона, които при интерес от страна на Възложителя, ще бъдат предоставени. Тук са представени резюмета на тези анализи по страни.

Гърция

- Общата инсталирана генерираща мощност в Гърция към края на 2015 г. е 19 208 МВт. Производството и разпределението на електроенергия се извършва основно от Public Power Corporation (PPC) и към края на 2016 г. компанията притежава около 12 140 МВт генериращи мощности. Основният дял от брутно производство на ЕЕ е от ТЕЦ (лигнитни въглища, природен газ и нефт), като гръцките власти планират увеличаване на мощностите в системата от ВЕИ и извеждане на мощности от ТЕЦ на лигнитни въглища.
- Брутната консумация на ЕЕ за 2015 г. възлиза на 50 787 ГВтч.
- За целия период 2001-2015 г. страната е нетен вносител на ЕЕ, като делът на нетния внос от нетното производство се увеличава по-рязко през 2014 и 2015 г. и е близо до 20%.
- Инфраструктурата на Гърция се характеризира с дисбаланси – повечето електроцентрали са разположени в северната част на страната, а потреблението е предимно в южната и централна части, където се намира Атина. Националната електроенергийна мрежа е съставена от две системи – свързана и несвързана. Свързаната система е разположена на континенталната част на страната и включва някои от най-големите острови в Йонийско море и комплекс Циклади. Повечето острови, покриващи около 20% от територията на Гърция, не са свързани, и имат автономни електроцентрали. Гърция има свързаност с Италия (подводна DC линия с капацитет 500 МВт), Турция (300 МВт), Албания (100 МВт внос и 150 МВт износ), Македония (300 МВт) и България (550 МВт).
- Въпреки все по-увеличаващата се зависимост от внос в Гърция, тенденцията към спад в цените на общоевропейско ниво оказва благоприятно влияние на гръцкия пазар, но все още се запазват цени, относително по-високи спрямо средните за региона.
- Либерализацията на пазара изостава, като пазарът на електроенергия на едро се основава на двустранни търговски отношения между доставчици, потребители и производители. Предстои въвеждането на борса.

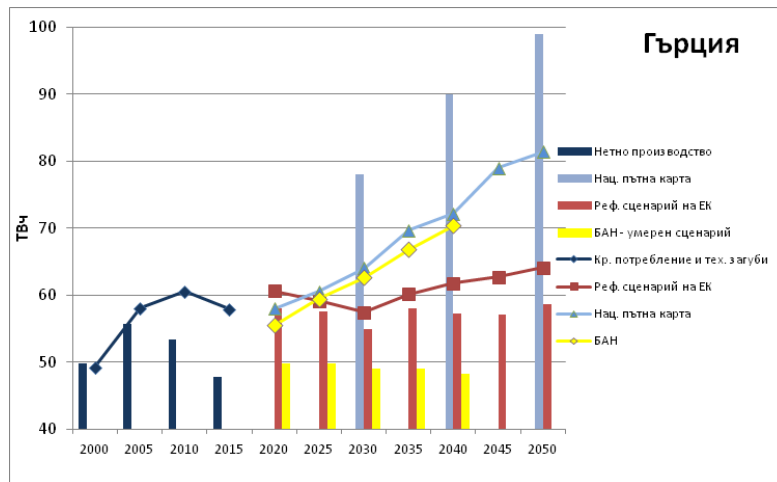
- Към момента Гърция няма действаща (одобрена и приета) национална енергийна стратегия. Последната е била до 2012 г. Действащи към момента са Национален план за действие за възобновяема енергия (НПДВЕ) и Национален план за действие за енергийна ефективност.
- На базата на анализите и при посочената методология са направени три прогнозни сценария:
 - минимален – до 2030 г. ще бъдат въведени нови 6472 МВт мощности, съгласно заложените цели в Енергийната пътна карта на Гърция до 2050 г., като същевременно от експлоатацията ще бъдат изведени 1656 МВт от ТЕЦ на лигнитни въглища до 2020 г. и още 1754 МВт спрямо поети ангажименти за декарбонизация до 2020 г. През 2030 г. се извеждат 300 МВт и съответно 306 МВт през 2035 г. и 300 МВт през 2040 г., оценявани от националните власти като най-вероятни. Очертава се дефицит на мощности от близо 1000 МВт през 2020 г. до 1600 МВт през 2040 г.
 - умерен – ще бъдат въведени нови 1377 МВт мощности и ще бъдат изведени от експлоатацията 1656 МВт от ТЕЦ на лигнитни въглища, съгласно прогнозата на националните власти за изпълнение на заложените цели от Енергийната пътна карта на Гърция до 2050 г. Извеждат се още 300 МВт през 2030 г. и 300 МВт през 2040 г. Дефицитите на мощности се движат от около 1800 МВт през 2020 г. до малко над 2000 МВт през 2035 г.
 - максимален – до 2030 г. не се въвеждат нови мощности, като междувременно излизат от експлоатацията до 2020 г. 1656 МВт от ТЕЦ на лигнитни въглища. До 2030 г. се извеждат още 600 МВт от ТЕЦ, 306 МВт от ТЕЦ през 2035 г. и още общо 910 МВт извеждане на мощности от ТЕЦ през 2040 г.
- При първите два сценария дефицитът на мощности е по-малък поради допускането за въвеждане на нови мощности, както и изпълнение на заложените цели 20-20-20 до 2020 г.
- При умерения сценарий след 2030 г. нетния внос на ЕЕ ще нараства от 8890 до 13 370 ГВтч. Най-високо нарастване на търсенето на ЕЕ ще има в периода след 2030 г., когато се извеждат ТЕЦ на лигнитни въглища спрямо целите за декарбонизация, но не са заложили нови мощности в този период, а потреблението ще има нарастващ тренд.

Таблица III.10. Гърция, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
Прогнозно производство	49 744	49 744	48 956	48 956	48 167
Прогнозно крайно потребление, референтен сценарий на ЕК	53 295	52 005	50 502	52 877	54 312
Резерв, собствени нужди	12 436	12 436	12 239	12 239	12 042
Дефицит	15 987	14 697	13 785	16 160	18 186
Износ (-)/Внос (+)	11 013	9 723	8 890	11 265	13 370

Източник: БАН.

Фигура III.36. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязана сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

- Сравнението при всички налични прогнози показва, че Гърция ще продължи да бъде нетен вносител на ЕЕ. Наличните прогнози за Гърция се различават значително. За периода 2015-2020 и 2020-2030 г. търсенето на ЕЕ в прогнозата на HSBC ще се увеличи съответно с 28 и 25% (т.е. средногодишен темп на растеж от 5.5% до 2020 г. и 2.5% между 2020-2030 г.), докато ЕК предвижда средногодишното изменение до 2020 г. да бъде близко до нулата, а за периода 2020-2030 г. търсенето да намалява с 0.5% на година. Очакванията на националните власти за потреблението на ЕЕ в Гърция също се различават от цитираните прогнози. Те са разработени в 9 различни варианта на базата на различни допускания в 3 основни сценария, но всички залагат увеличение на потреблението на ЕЕ. За периода 2020-2030 г. в различните сценарии нарастването е между 1 и 1.2% годишно, а в периода 2030-2050 г. – между 1.2 и 2.7%.
- Освен хроничните дефицити на ЕЕ и забавената либерализация, Гърция трябва да разрешава и проблемите на националната електроенергийна мрежа, съставена от две части: свързана и несвързана и вътрешните тесни места. Разрешаването на тези сериозни проблеми на гръцката ЕЕ е свързано със значителни инвестиции, които състоянието на гръцката икономика и финанси не позволява.

Румъния

- Общата инсталирана мощност за производство на електроенергия в Румъния през 2015 г. е 23.8 ГВт, като от тях 11.2 ГВт са от възобновяеми източници (вкл. големи водни централи).
- Производството на ЕЕ в Румъния расте устойчиво и през последните 3 години е в диапазона 55 000 – 60 000 ГВтч годишно (нетно).
- През последните години потреблението на електроенергия в Румъния се стабилизира в диапазона 40 000 – 43 000 ГВтч. От тях домакинствата заемат около 12 000 ГВтч или около 28%.

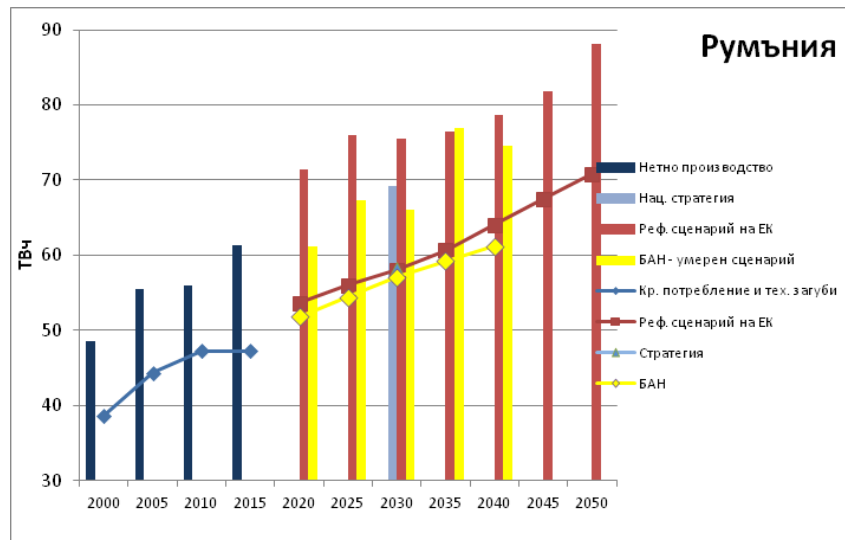
- Румъния е дългогодишен нетен износител на ЕЕ (износът е около 7000 ГВтЧ годишно или около 10% от произведената ЕЕ).
- Румъния е едно от основните звена по електропреносния коридор Север-Юг. Електропреносната мрежа на Румъния е свързана с мрежите на Унгария, Сърбия, България и Украйна. Капацитетите общо по границите са приблизително 2000 МВт за внос и около 1900 МВт за износ. Румъния е една от малкото държави, която е под определената граница от 10%, което се дължи по-скоро на големия инсталиран капацитет за производство в страната, отколкото на слаба междусистемна свързаност.
- Страната е **основен ценови конкурент на България в износа в региона**, като поддържа по-ниска средна цена на износа през целия наблюдаван период (с около 2 евро по-малко, като единственото изключение е 2012 г.). Конкурентоспособността на Румъния на регионалния пазар основно се аргументира със значителния дял на енергийни централи с ниска себестойност, но много важно е да се отбележи, че ранната либерализация на пазара допринася за по-ефективното производство на ЕЕ. Над 60% от пазара е либерализиран с добре функционираща борса и 119 активни участници. Румъния притежава сериозно конкурентно предимство, като може да реализира повече износ през зимните месеци, поради по-ниско натоварения ресурс за електропроизводство, тъй като значителна част от крайното енергопотребление се задоволява на газ за разлика от България. Важно предимство за Румъния е и добрата междусистемна свързаност.
- В енергийната стратегия на Румъния един от приоритетите е да се превърне в „регионален енергиен хъб“ за Югоизточна Европа. В нея се предвижда и удвояване на ядрената енергия и стабилизиране на дела на природния газ в микса. За целите на промяната в микса и реализирането на стратегическите цели се предвиждат между 7 и 14 млрд. евро инвестиции до 2030 г. в ЕЕ. Ако се построят новите ядрени реактори, нивото на нетния износ ще нарасне от около 7 до 11 ТВтч годишно.
- При разработените от екипа на БАН прогнозни сценарии, Румъния остава нетен износител на ЕЕ в първите два сценария, а в максималния ще има малък дефицит след 2025 и 2035 г.
- Съгласно умерения сценарий, Румъния ще изнася между 7 и 11 ТВтч годишно в периода до 2025 г. Около 2030 г., когато повечето страни в региона ще имат значителни дефицити, Румъния ще може да изнася ЕЕ.

Таблица III.11. Румъния, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	61153	67370	66117	76986	74622
Прогнозно крайно потребление, референтен сценарий ЕК, 2016 г.	47198	49225	51078	53313	56289
Резерв, собствени нужди	12842	14148	13885	16167	15671
Дефицит	-1113	-3997	-1154	-7507	-2662
Износ (-)/Внос (+)	-7228	-10734	-7766	-15205	-10124

Източник: БАН.

Фигура III.37. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*¹²³



* С линии е отбелязана сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

- Сравнението между прогнозите за нетно електроенергийно генериране и нетно електроенергийно потребление на Европейската комисия (референтен сценарий на ЕС) и тези на БАН и енергийната стратегия на Румъния, показва близки стойности. В прогнозите на Международната енергийна агенция Румъния попада в сектора на страните с годишен растеж на електропотреблението между 0.3 и 0.9%. Институтът по енергетика за Югоизточна Европа (Institute of Energy for SE Europe¹²⁴) прогнозира почти непроменени показатели за брутното генериране на електричество и търсенето на енергия като цяло. Брутното генериране на електроенергия се изменя плавно от 65 ТВтч през 2015 г. до около 70 ТВтч през 2040 г. Направените от екипа на БАН прогнози за производството на електроенергия са в близък диапазон с националната енергийна стратегия на страната.

Албания

- По данни на Министерство на индустрията и енергетиката на Албания през 2016 г. общата генерираща мощност на Албания е 1662 МВт, от които ВЕЦ – 1446 МВт, ТЕЦ – 216 МВт.
- Производството на ЕЕ е неустойчиво в различните години (между 4800 и 6500 ГВтч), тъй като е силно зависимо от състоянието на водоизточниците, от които се произвежда над 90% от ЕЕ.
- Потреблението на ЕЕ устойчиво нараства, което е свързано главно с нарастването на населението и масовото използване на ЕЕ за отопление/охлаждане, както и с

¹²³ На фигурата са сравнени прогнозите за нетното електроенергийно генериране (със стълбчета) и нетно електроенергийно потребление (с линии) на Европейската комисия – референтен сценарий, енергийната стратегия на Румъния и БАН.

¹²⁴ SE Europe Energy Outlook 2016.

предвиждания висок икономически растеж. Потреблението през 2015 г. е 7300 ГВтч/година. За целия период 2000-2015 г. страната е нетен вносител на ЕЕ (с изключение на 2010 г.).

- Албания има ниска степен на свързаност, като през 2016 г. има три връзки на 400 КВ (в процес на изграждане) и 200 КВ с Гърция, Косово и Черна гора. В енергийната стратегия е посочено, че Албания ще бъде вносител на ЕЕ. Потенциалът за разширяване на генериращите мощности е ограничен.
- В съответствие с разработената методология са разработени три прогнозни сценария за дефицит/излишък на мощности и съответно на внос/износ.
- В два от разработените сценария необходимостта от внос на ЕЕ ще се увеличава, като само в първия сценарий страната няма да има дефицит на мощности и ще реализира „излишни количества“ за износ. В умерения сценарий дефицитът се появява след 2030 г., но той е по-малък от поддържащия резерв. В тази ситуация Албания няма да може да реализира количества за износ. В максималния сценарий, поради по-ниското производство, и от друга страна, ниската енергийна ефективност в Албания, темпът на подобрене по този показател няма да може да компенсира нарастващата потребност на икономиката, а се предвижда въвеждане на нови мощности от ВЕЦ, което няма да може да осигури необходимата стабилност на енергийната система на страната.
- Съгласно умерения сценарий на прогнозата, потребностите от внос между 2020 и 2025 г. няма да са значителни.

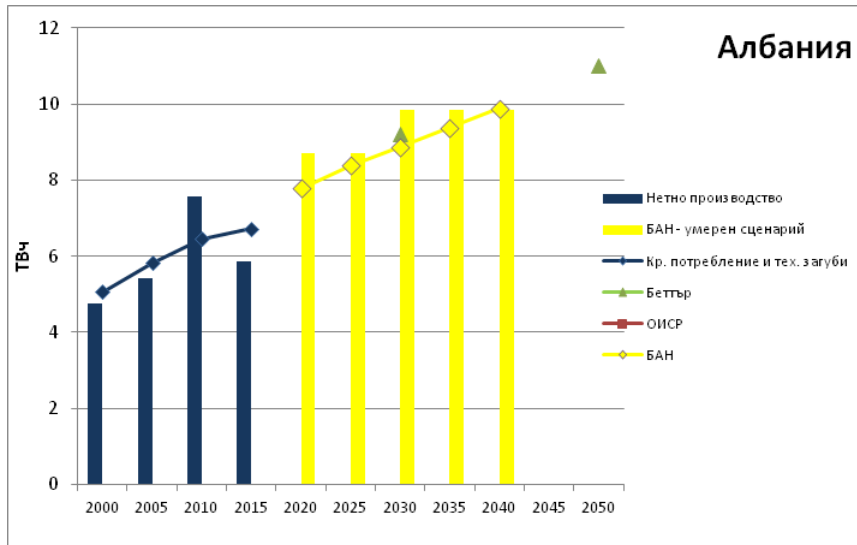
Таблица III.12. Албания, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	8716	8716	9837	9837	9837
Прогнозно крайно потребление, БАН	8746	9007	9269	9538	9464
Резерв, собствени нужди	959	968	1080	1080	1080
Дефицит	989	1259	512	780	707
Износ (-)/Внос (+)	118	387	0*	0*	0*

* Дефицитът е малък и се покрива от поддържащия технически резерв, но той няма да се използва за износ.

Източник: БАН.

Фигура III. 38. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязана сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН

- Освен прогнозите в стратегията на страната, такива са предоставени и от ВЕТТЕР.¹²⁵
- Финансово-икономическите перспективи пред страната не дават възможност да се предвиждат значителни инвестиции в ЕЕ.

Косово

- Косово има 1552 МВт инсталирани мощности, като от тях 1478 са от ТЕЦ (ТЕЦ Косово А с 800 МВт и ТЕЦ Косово Б с 678 МВт), а останалите 74 МВт са от ВЕЦ.
- Брутното производство на ЕЕ в Косово расте, като от 1913 ГВтч през 2000 г. достига до 5503 ГВтч през 2016 г. Загубите по ЕЕС са над 22%, само в разпределителните мрежи те са 32%. Около 75% от производството е доминирано от ТЕЦ, изградени върху лигнитни въглища, като Косово е на пето място в света по залежи. Косово достига 19.8% дял на енергията от възобновяеми източници, което е под втората индикативна траектория от 20.7%.
- Потреблението на ЕЕ устойчиво нараства от 2835 ГВтч през 2000 г. до 5570 ГВтч през 2015 г. За целия период 2000-2015 г. страната е нетен вносител на ЕЕ, с изключение на 2013 г., като дялът на нетния внос от нетното производство варира от 14% в началото на периода и намалява до 2.9% през 2012 г.
- Междусистемните връзки на Косово са със Сърбия (400 и 200 КВ), Македония (400 и 2 x 220 КВ), Черна гора (400 КВ) и Албания (220 КВ).
- В стратегията на правителството се предвижда страната да осигури потреблението си от собствено производство, като има амбициозна програма за въвеждане на нови

¹²⁵ Better. (2013). Future Prospects for Renewable Energy Sources in the West Balkan Countries. December 2013.

мощности от ТЕЦ през 2021 г. В същото време страната е поела ангажимент за декарбонизация, което ще ограничи плановете за изграждане на нови мощности.

Прогнозата за мощностите в Косово е следната:

- **минимален** – реализират се всички проекти за рехабилитация и изграждане на генериращи мощности заедно с пълното прилагане на предвидените мерки за енергийна ефективност. ТЕЦ Косово А се затваря през 2022 г.;
 - **умерен** – реализира се рехабилитацията на ТЕЦ Косово Б. Изгражда се ВЕЦ ЖУР, осъществяват се планирани проекти за ВЕИ. ТЕЦ Косово А се затваря през 2022 г.;
 - **максимален** – не се реализира нито един проект в генерациите. Без ефект от мерки за енергийна ефективност. ТЕЦ Косово А се затваря през 2022 г.
- При минималния сценарий Косово ще се нуждае средно от около 260 МВт мощности годишно за целия период до 2030 след което потребността от внос на ЕЕ ще нараства бавно. При другите два сценария в зависимост от реализирането на новите основани на въглища мощности необходимостта от внос на ЕЕ ще бъде малка. След 2030 г., ако не се въведат значителни нови мощности, дефицитите могат да достигнат над 800 МВт.
 - Съгласно умерения прогнозен сценарий Косово ще има потребност от внос над 3000 ГВтч след 2030 г.

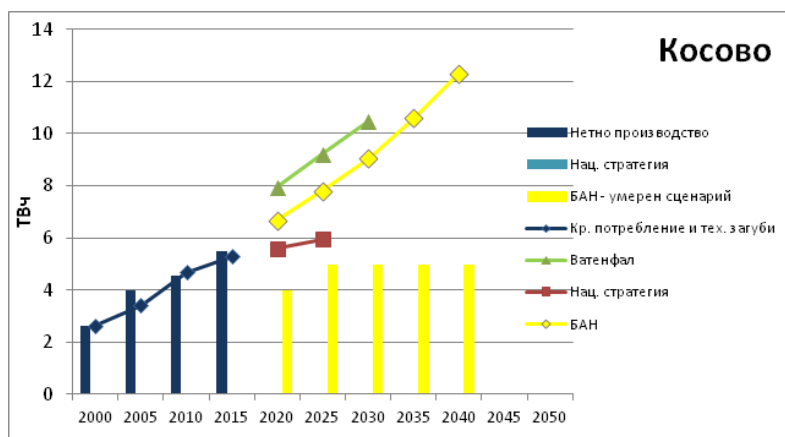
Таблица III.13. Косово, умерен сценарий в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	4003	4976	4976	4976	4976
Прогнозно крайно потребление, национални власти	6719	6982	7428	8154	8963
Резерв, собствени нужди	935	1128	1128	1128	1128
Дефицит	3650	3134	3581	4306	5116
Внос	3250	2637	3084	3809	4618

Забележка: Използвана е прогнозата на националните власти за потреблението на ЕЕ, тъй като тя е по-консервативна спрямо получените резултати с регресионния модел

Източник: БАН.

Фигура III.39. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязана сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН

- Прогнози за развитието на ЕЕ в Косово, освен националните, са разработени от Световна банка, Bankwatch, Vattenfall, JRC и др., като техните резултати се различават съществено във връзка с оценката на реалистичността на реализирането на рехабилитация на ТЕЦ Косово Б с увеличаване на мощността му с 600 МВт (2x300) и изграждане на нова ТЕЦ ePE – 480МВт с прилагане на високоефективна технология и стандартите на ЕС за емисиите.
- Развитието на ЕЕ в Косово зависят от степента, до която страната ще се съобрази с изискванията за декарбонизация. Финансово-икономическите перспективи пред страната не дават възможност да се предвиждат значителни инвестиции в ЕЕ.

Сърбия

- Инсталираните генериращи мощности в Сърбия са 7560 МВт, от които ТЕЦ на въглища – 3980 МВт, ВЕЦ – 2835 МВт, ТЕЦ на газ – 425 МВт, и ВЕИ от вятър – 320 МВт.
- Брутното производство на електроенергия през 2015 г. възлиза на 38 298 ГВтч, предимно от топлоелектрически централи, използващи лигнитни въглища (приблизително 65% от общото производство). Енергията от възобновяеми източници е приблизително 17% от общото производство на първична енергия, където най-висок дял принадлежи на твърдата биомаса – 59%, а 40% – на водния потенциал.
- Потреблението на ЕЕ слабо намалява през последните години, като достига 27 000 ГВтч през 2015 г. Сърбия задоволява потреблението на ЕЕ със собствено производство, като през 2004-2011 и 2013 и 2015 г. е нетен износител на ЕЕ.
- Сръбският електроенергиен пазар стартира на 17.02.2016 г.
- Сърбия разполага с добра междусистемна свързаност по границите си – с Косово (400 и 220 КВ), Румъния (400 КВ), България (400 КВ), Унгария (400 КВ), Босна и Херцеговина (400 и 220 КВ), Черна гора (две на 220 КВ) и с Македония (400 КВ). Заедно със съществуващата връзка между ЕЕС на България и Сърбия, към 2025 г. трябва да се изгради нов двоен междусистемен електропровод, даващ възможност за реализиране на преносна способност от 1000 МВт.
- През декември 2015 г. е приета Национална енергийна стратегия до 2030 г. Страната си поставя задача да създаде условия за износ на ЕЕ.
- На основата на анализа на данните и приложената методология, прогнозният модел демонстрира следните три сценария:
 - **минимален** – реализират се всички проекти за рехабилитация и изграждане на генериращи мощности, заедно с пълното прилагане на предвидените мерки за енергийна ефективност. Закриват се предвидените в енергийната стратегия мощности от ТЕЦ;
 - **умерен** – реализират се двата проекта за ТЕЦ Нови Ковин и ТЕНТ В3, едно увеличение на мощност на съществуваща ВЕЦ и 50% от проектите от други ВЕИ.

Закриват се предвидените в енергийната стратегия мощности от ТЕЦ. Прилагане на мерки за енергийна ефективност главно в потреблението;

- **максимален** – не се реализира нито един проект в генерациите. Без мерките за енергийна ефективност. Закриват се предвидените в енергийната стратегия мощности от ТЕЦ.

Таблица III.14. Сърбия, умерен сценарий, в ГВтч

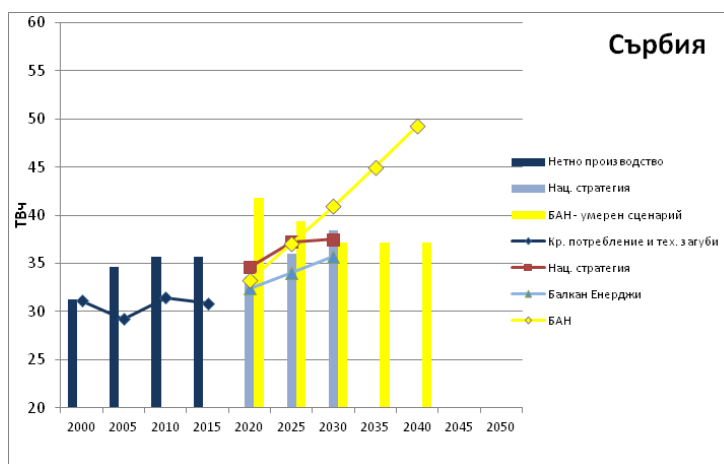
Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	41 803	39 420	37 169	37 169	37 169
Прогнозно крайно потребление, национални власти	32 368	33 849	35 355	36 928	37 896
Резерв, собствени нужди	7 527	7 227	6 932	6 932	6 932
Дефицит	-1 908	1 656	5 118	6 691	7 660
Износ (-)/Внос (+)	-6 088	0*	1 402	2 974	3 943

Забележка: Използвана е прогнозата на националните власти за потреблението на ЕЕ, тъй като тя е по-консервативна спрямо получените резултати с регресионния модел.

* Дефицитът е малък и се покрива от поддържания технически резерв, но той няма да се използва за износ

Източник: БАН.

Фигура III.40. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязано сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

- Съгласно умерения и минималния сценарий на прогнозата, Сърбия ще остане нетен износител на ЕЕ до 2025 г., като има основания да се смята, че Сърбия ще положи максимални усилия да изпълни ангажиментите си във връзка с членството в ЕС и ще закрие значителна част от мощностите, които не отговорят на новите европейски изисквания, а това ще ограничава потенциала на страната за износ на ЕЕ.
- Прогнози за генериране и потребление на ЕЕ се съдържат в националната стратегия на Сърбия, както и в прогнозите на Балкан Енерджи и в SEE Change Net. South East Europe 2050 Energy Model, ENTSO-E и др. Прогнозите се различават главно във връзка с големите различия в прогнозите за електропотреблението между 2.5 и 1% годишен растеж при различните прогнози. До 2025 г. посочените прогнози са близки, но след 2025 г. според прогнозата на БАН дефицитът на мощности ще се увеличи съществено.

Македония

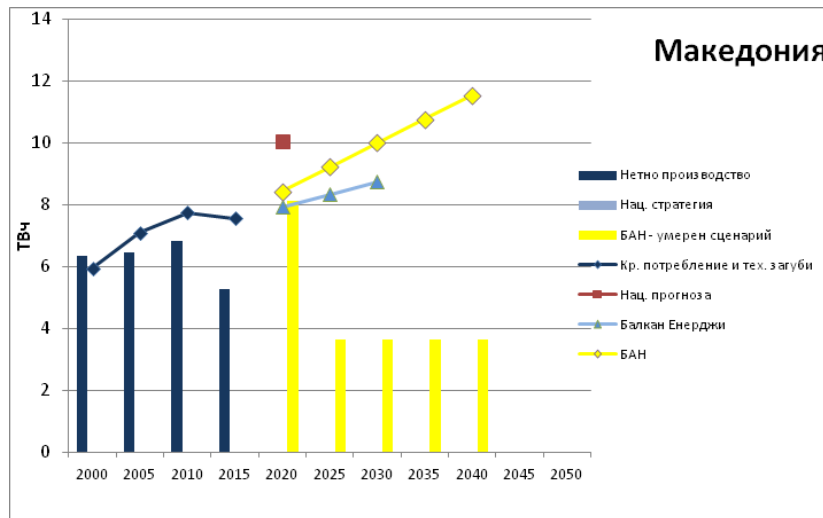
- Общо инсталираните генериращи мощности в Македония са 1590 МВт, от които най-голям е дялът на ТЕЦ на лигнитни въглища (800 МВт), следван от ВЕЦ (580 МВт) и ТЕЦ на мазут (210 МВт).
- Производството на ЕЕ намалява след 2010 г. и достига около 5000 ГВтч. Страната е постигнала дял от 16.9% от енергията от възобновяеми източници (2014 г.).
- Потреблението на ЕЕ устойчиво нараства. Страната е с най-високата енергийна интензивност в Европа. За периода 2000-2015 г. Македония внася ЕЕ. Дялът на нетния внос от нетното производство варира, като нараства значително след 2003 г. и от 15% през 2003 г. достига 48% през 2015 г.
- Електроенергийната система на Македония е свързана със системите на Сърбия (400 КВ), България (400 КВ), Гърция (400 КВ) и Косово (400 КВ).
- Национална енергийна стратегия обхваща периода 2010-2030 г. През 2015 г. е подготвен Проект за актуализация до 2035 г. Документът си поставя амбициозна цел за постигане на баланс производство-потребление. Предвиждат се около 144 МВт нови мощности от ВЕИ без ВЕЦ към 2050 г.
- При трите сценария на мощности има значителни разлики, което се дължи на свръх амбициозната инвестиционна програма на страната, залегнала в минималния сценарий на прогнозата, като след 2025 г. се очертава малък недостиг. В умерения сценарий през 2025 г. е заложено изграждане на проектите с дадени концесии за малки ВЕИ с инсталационна мощност 160 МВт и изграждане на нови ТЕЦ на природен газ с 564 МВт през 2030 г. Мерките за енергийна ефективност ще имат слабо влияние, а излизат от експлоатация ТЕЦ 788 МВт. При максималния сценарий не се реализират проектите в ТЕЦ, които излизат от експлоатация.

Таблица III.15. Македония, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	8 103	3 618	3 618	3 618	3 618
Прогнозно крайно потребление, БАН	8 969	8 569	9 084	9 748	10 352
Резерв, собствени нужди	1 748	817	817	817	817
Дефицит	2 613	5 768	6 283	6 947	7 551
Износ (-)/Внос (+)	1 803	5 407	5 921	6 585	7 189

Източник: БАН.

Фигура III.41. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязано сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

- При умерения прогнозен сценарий потребността от внос на ЕЕ ще нараства устойчиво (от 1803 ГВтч през 2020 г. през 5407 ГВтч през 2025 г. до 7189 ГВтч през 2040 г.).

Турция

- Турция е най-големият производител на ЕЕ в региона. Общо инсталираните генериращи мощности са 74 000 МВт, от които 22% са ТЕЦ на въглища, 29% – ТЕЦ на природен газ, 6% – ТЕЦ на мазут, 36% – ВЕЦ и останалите от другите видове ВЕИ.
- Производството и потреблението на ЕЕ устойчиво нарастват. За периода 2001-2015 г. средногодишно потреблението расте с около 6% и достига 215 000 ГВтч. Делът на нетния внос е около 1.6% от нетното производство на ЕЕ за 2015 г.
- Турската ЕЕС има многогодишни технически проблеми, които смущават работата в паралел на системата с тази на ЕС (съответно с ЕЕС на България и Гърция). Поради тази причина, въпреки потенциалните капацитети на връзките с България и Гърция, ENTSO-E е наложил ограничения. Към август 2017 г. те са съответно до 500 МВт за България и до 350 МВт за Гърция. Цените на трансграничните капацитети се променят непрекъснато дори в течение на една година.
- Турция поддържа най-високата импортна цена в региона, като тази цена е с най-голямо увеличение през последните 10 години.
- Пазарът се либерализира. През 2015 г. на пазара „В рамките на деня“ в Турция има 485 регистрирани участника, от около 900 участника на пазар „Ден напред“. Отделно оперира и пазар на балансираща енергия и Интрадей пазар. Турската борса реализира 114 ТВтч обем на търгуваната енергия на пазар „Ден напред“ и 839 МВтч обем на пазар „В рамките на деня“ през 2016 г.

- Приети са няколко стратегически документа за развитието на ЕЕ, които предвиждат амбициозна инвестиционна програма за нови мощности – ТЕЦ (основно въглища), ядрена енергетика (проектите Акую и Синоп, ако се реализират, ще дават 16% от производството) и достигане на 30% ВЕИ през 2023 г.
- При прилагането на общата методология за прогнозиране на дефицита/излишъка на мощности са предвидени три сценария:
 - **минимален** – реализират се всички проекти за рехабилитация и изграждане на генериращи мощности от ТЕЦ, ВЕЦ и АЕЦ;
 - **умерен** – реализират се всички проекти за ТЕЦ, чието изграждане е започнало. Усвоява се потенциала от ВЕЦ. АЕЦ Акую влиза в експлоатация след 2035 г.
 - **максимален** – реализират се всички проекти за ТЕЦ, чието изграждане е започнало. Не влизат нови проекти – ВЕЦ, ТЕЦ, АЕЦ.

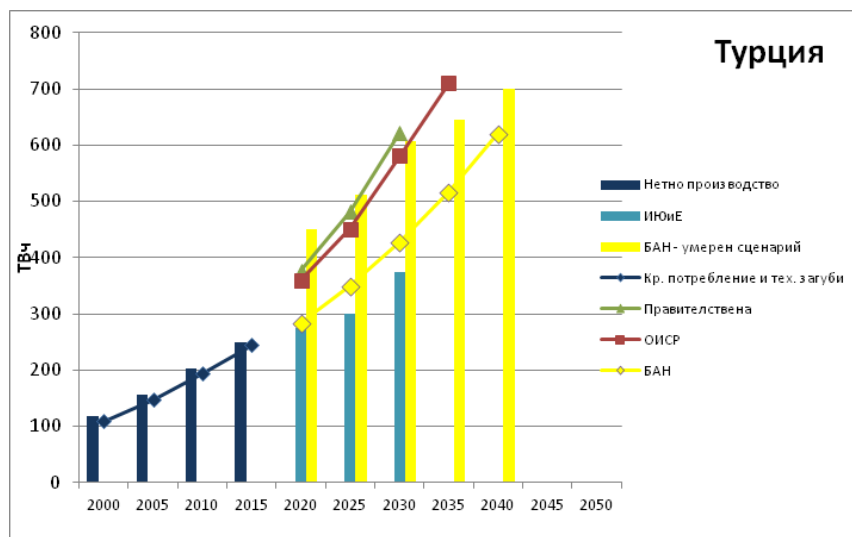
Таблица III.16. Турция, умерен сценарий, в ТВтч

Умерен сценарий, в ТВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	451	512	608	646	701
Прогнозно крайно потребление, ОИСП	430	480	565	664	789
Резерв, собствени нужди	88	97	116	120	129
Дефицит	67	65	73	138	217
Износ (-)/Внос (+)	22	14	12	74	147

Забележка: Източник на прогнозата за потреблението на ЕЕ за периода 2020-2050 г. е ОИСП. На база на тази прогноза за годините 2035 и 2040 г. е направена екстраполация на данните.

Източник: БАН.

Фигура III.42. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязано сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

- Единствено в минималния сценарий след въвеждане на нови АЕЦ мощности след 2030 г. Турция няма да изпитва дефицит на мощности, но след 2035 г. по-високото производство отново няма да може да компенсира ръста в потреблението и нуждите

за балансиране на електроенергийната система на страната. Проблемът ще бъде, че при настоящите цени на изграждане на новите мощности и при либерализация на пазара на Турция местната производствена цена може да се окаже дори неконкурентна на вътрешния пазар. В умерения и максималния сценарий Турция ще бъде с недостиг на ЕЕ.

- Сравнението на наличните прогнози показва значително сходство в предвижданите сценарии за развитие на ЕЕ. Най-консервативна е прогнозата, направената от БАН, докато предвиждането според националните власти и на ОИСР е за по-висок растеж на потреблението на ЕЕ.
- Прогнозирането на развитието на ЕЕ на Турция е изключително трудно поради няколко причини – потреблението на ЕЕ в Турция, въпреки че расте, се характеризира с висока волатилност; регулаторната среда е нестабилна и инвестициите в сектора се ограничават поради бавната либерализация на пазара и високия инвестиционен риск на страната. Политическите фактори играят решаваща роля в развитието на сектора и в това отношение амбициите на страната и мащабните енергийни проекти с Русия дават основание да се очаква активно изграждане на мощности. От друга страна, растящият политически риск и свързаната с това цена на ЕЕ могат да ограничат реализирането на енергийните проекти и да превърнат Турция в нетен вносител.

Босна и Херцеговина

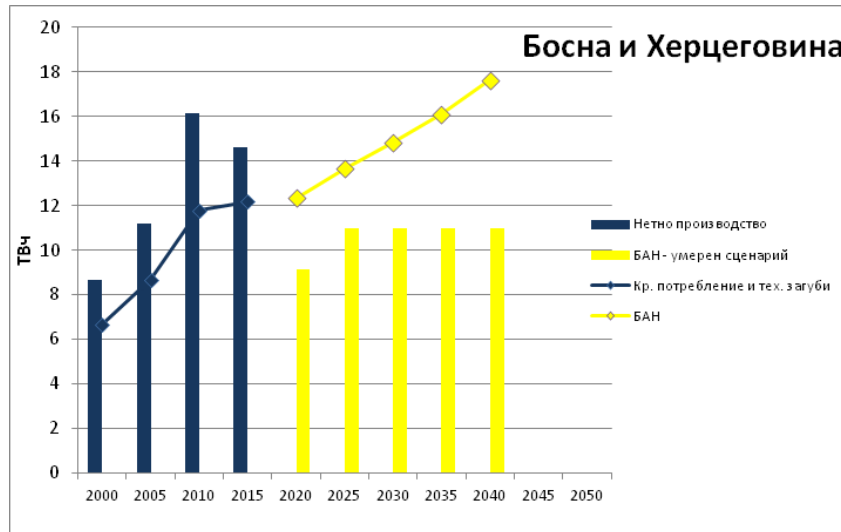
- Инсталираните генериращи мощности в конфедерация Босна и Херцеговина са 4486 МВт, от които ТЕЦ 1470 МВт, ВЕЦ 2 936 МВт и 80 МВт ВЕИ (без ВЕЦ).
- Конфедерацията има междусистемна свързаност със Сърбия (400 КВ), Черна Гора (400 КВ) и Хърватска (400 КВ).
- Конфедерацията е нетен износител на ЕЕ за целия период 2000-2015 г. За периода средно износа е около 14% от нетното производство, като през 2009 и 2010 г. се увеличава съответно до 20 и 24%, а за 2015 г. е 15%.
- Основната цел в сектора е задоволяване на местното потребление чрез сигурно и качествено снабдяване на пазарно формирани приемливи цени и при опазване на околната среда.
- Прилагайки общата методология, се формират три прогнозни сценария за дефицита/излишъка на мощности.
- Потреблението и потребностите от ЕЕ ще растат, което е аргументирано от растежа на населението и от икономически фактори, докато развитието в генериращите мощности няма да може през всички подпериоди в прогнозата да осигури с ЕЕ по-високото потребление. Съгласно умерения прогнозен сценарий, след 2020 г. Босна и Херцеговина може да се превърне в нетен вносител на ЕЕ.

Таблица III.17. Босна и Херцеговина, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	9 137	10 994	10 994	10 994	10 994
Прогнозно крайно потребление, БАН	12 767	13 540	14 070	15 015	16 255
Резерв, собствени нужди	1 492	1 695	1 695	1 695	1 695
Дефицит	5 122	4 242	4 772	5 716	6 957
Износ (-)/Внос (+)	4 208	3 142	3 672	4 617	5 857

Източник: БАН.

Фигура III.43. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязано сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН

Черна гора

- Инсталираните генериращи мощности в Черна гора са 868 МВт, от които 658 МВт – ВЕЦ и 210 МВт – ТЕЦ на лигнитни въглища.
- Производството на ЕЕ е неустойчиво, което се дължи на редица фактори, вкл. високият дял на ВЕЦ. През 2014 г. Черна гора е постигнала дял от 44.9% от енергията от възобновяеми източници. Брутното производство е около 3000 ГВтч, като най-високи стойности са регистрирани през 2010 и 2013 г., когато е около 4000 ГВтч. Черна гора е реализирала 80% от хидропотенциала си за изграждане на големи ВЕЦ.
- Черна гора има 5 междусистемни връзки, даващи възможности за пренос на ЕЕ – със Сърбия (две на 220 КВ), Хърватска (една на 220 КВ), Албания (400 КВ и една на 220 КВ) и Босна и Херцеговина (на 400 КВ).
- Крайното потребление на ЕЕ устойчиво намалява от 2005 до 2015 г, когато то възлиза на 2679 ГВтч.
- Волатилността на производството определя и неустойчивостта на вноса, който в някои години достига 30% от ЕЕ за покриване на потреблението. Транзитът на електроенергия от север на юг почти се равнява на средното годишно потребление на електроенергия в страната.
- През 2015 г. е приет План за действие в областта на енергетиката за периода 2016-2020 г.
- За целите на нашето изследване разглеждаме **три сценария** за дефицита на базови мощности:
 - **минимален** – реализират се, въпреки закъснението в сроковете за влизане в експлоатация, всички проекти за рехабилитация и изграждане на генериращи

мощности заедно с пълното прилагане на предвидените мерки за енергийна ефективност;

- **умерен** – до 2025 г се реализира проекта за ТЕЦ на биомаса; до 2030 г. се рехабилитира ТЕЦ Плевня 1; до 2050 г се реализират проектите за две от големите ВЕЦ;
- **максимален** – не се реализира нито един проект в генерациите. Няма значителен ефект от мерките за енергийна ефективност.

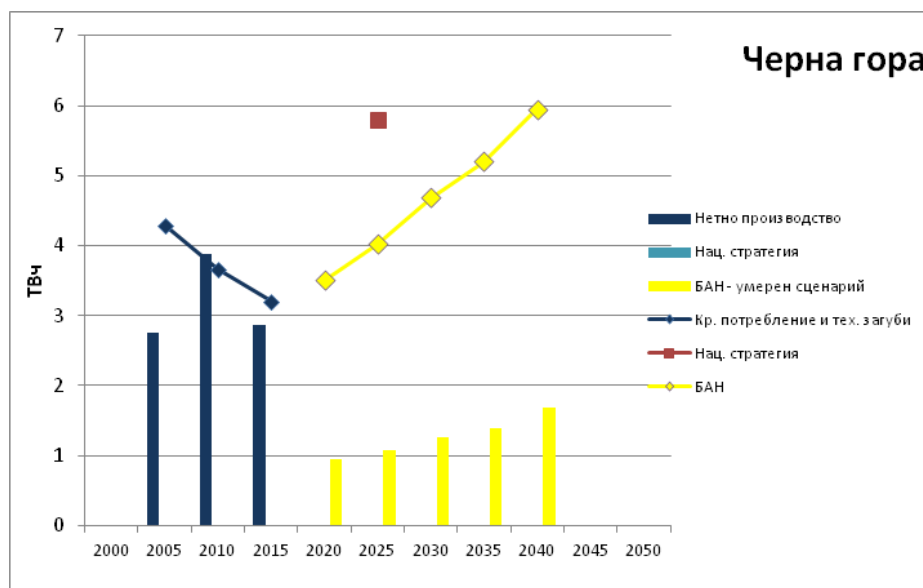
Съгласно прогнозния умерен сценарий, страната ще остане нетен вносител на ЕЕ.

Таблица III.18. Черна гора, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	2 970	3 057	3 232	3 232	3 662
Прогнозно крайно потребление, БАН	3 672	3 952	4 410	4 847	5 473
Резерв, собствени нужди	542	560	595	595	646
Дефицит	1 244	1 455	1 772	2 210	2 458
Износ (-)/Внос (+)	947	1 149	1 449	1 886	2 092

Източник: БАН.

Фигура III.44. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязано сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

Унгария

- Общата инсталирана генерираща мощност в Унгария към края на 2015 г. е 8474 МВт, като най-значимите производители са АЕЦ Пакш (с 2000 МВт), газовата централа Дунаменти (с 794 МВт) и въглищната централа Матра (с 966 МВт).
- Брутната консумация на електроенергия в Унгария за 2015 г. е 41.2 ТВтч, като над 33% от това количество се покрива от внос на електроенергия (13.69 ТВтч).

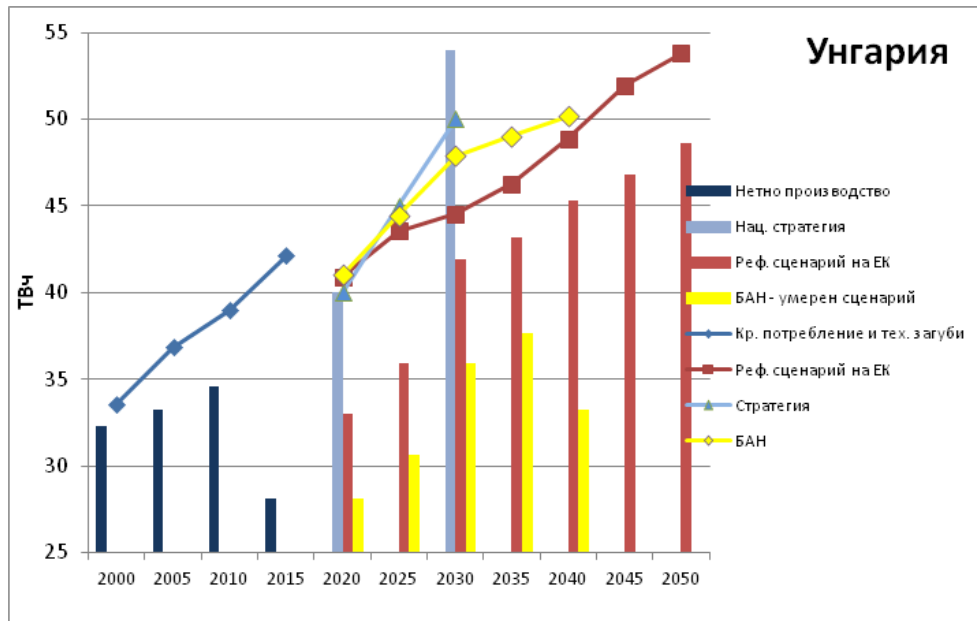
- По отношение на нетния дефицит на мощности се наблюдава ръст, който се дължи основно на два фактора – отпадане на мощности и използване на съществуващите мощности с по-малка степен на натоварване (от 50% през 2008 г. до 37% през 2015 г.). Този дефицит се компенсира с нарастващ внос на електроенергия, който в периода 2010-2015 г. се повишава от 15 до 33% спрямо крайното потребление на електроенергия в страната.
- Унгария е една от малкото държави в Югоизточна Европа, която е със значително по-добра свързаност (29%) от определения минимален праг от 10%, което се дължи по-скоро на сравнително ниския в абсолютна стойност капацитет за производство в страната спрямо междусистемните връзки, отколкото на много висока междусистемна свързаност.
- Въпреки все по-увеличаващата се зависимост от внос, в Унгария тенденцията към спад в цените на общоевропейско ниво оказва благоприятно влияние на унгарския пазар, което го прави привлекателен за търговските участници, които организират внос към Унгария от съседни пазарни зони. Дори българските търговци на електроенергия използват цената от унгарския пазар като референтна за износ на електроенергия, тъй като това е единствената страна нетен вносител в региона, където цената се определя на чисто пазарен принцип.
- Важен фактор за увеличение на ликвидността на пазара е пазарното обединение между пазарите „Ден напред“ на Чехия, Словакия, Румъния и Унгария – т.нар. 4M Market Coupling, осъществено през 2014 г. Същевременно с увеличението на ликвидността се наблюдава и съществен спад на ценовите равнища, както и по-малки отклонения през различните сезони.
- Унгария разглежда 6 възможни сценария за развитието на енергийния микс в страната, но в нашите допускания ги ограничаваме до 3, като те са базирани най-вече на стратегията за развитие на Унгария до 2030 г.
- При прилагане на приетата методология се достига до следните три сценария:
 - **минимален** – до 2030 г. ще бъдат построени нови 4 блока на АЕЦ Пакш с мощност 4800 МВт, ТЕЦ с мощност 440 МВт, ВЕИ с мощност 1000 МВт, като същевременно от експлоатация ще бъдат изведени 3500-4000 МВт от ТЕЦ и АЕЦ;
 - **умерен** – до 2030 г. ще бъдат построени 2 нови блока на АЕЦ Пакш с мощност 2400 МВт, няма да се строят нови мощности от ТЕЦ и ще бъдат 800 МВт ВЕИ, като излизат от експлоатация 6000 МВт от ТЕЦ и АЕЦ;
 - **максимален** – до 2030 г. няма да се строят нови блокове на АЕЦ Пакш и новите мощности ще бъдат 800 МВт от ВЕИ, като междуременно излизат от експлоатация 3500-4000 МВт от ТЕЦ и АЕЦ. Този сценарий почти е изключен, тъй като проектът за новите ядрени блокове е напреднало.

Таблица III.19. Унгария, умерен сценарий, в ГВтч

Умерен сценарий, в ГВтч:	2020	2025	2030	2035	2040
Прогнозно производство	28084	30649	35924	37644	33264
Прогнозно крайно потребление, референтен сценарий ЕК, 2016 г.	38983	41564	43015	44722	46530
Резерв, собствени нужди	3651	3984	4670	4894	4324
Дефицит	14550	14899	11762	11972	17591
Износ (-)/Внос (+)	11742	11834	8169	8208	14265

Източник: БАН.

Фигура III.45. Сравнение на прогнози за нетно производство и потребление на електроенергия*



* С линии е отбелязано сумата на крайното потребление и техническите загуби, а със стълбове – нетното производство.

Източник: БАН.

Въпреки че Стратегията за развитие на енергетиката предвижда страната да не зависи от внос на ЕЕ, и при трите сценария Унгария остава нетен вносител на ЕЕ, като обемът на вноса варира между около 12 и 14 ТВтч, но Унгария ще редуцира значително своите дефицити.

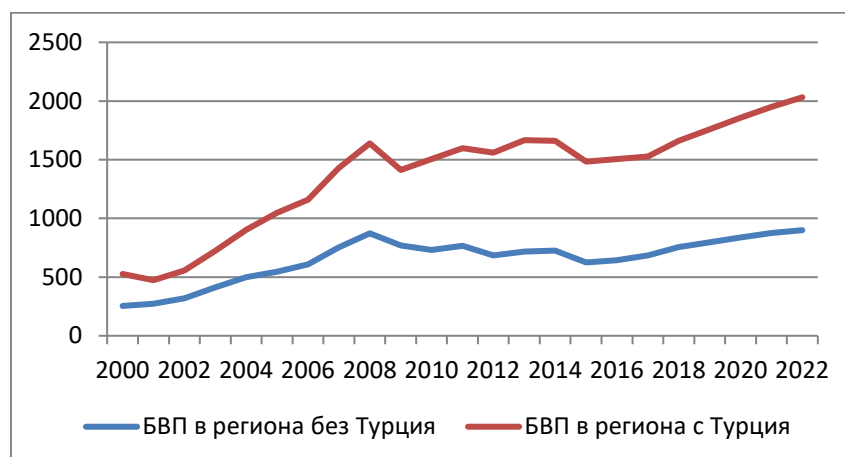
4.3. Обобщена прогноза за регионалния пазар на електрическа енергия

4.3.1. Икономически растеж и общи показатели за електропотреблението в региона

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.).

Данните за икономиката на региона показват устойчив и висок растеж. За последните 16 години БВП от 527 млрд. щатски дол. се е увеличил почти 3 пъти. 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%. Въпреки неравномерното следкризисно възстановяване, след 2014 г. вече всички страни реализират икономически растеж. Прогнозата на МВФ за региона е за кумулативен 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.**

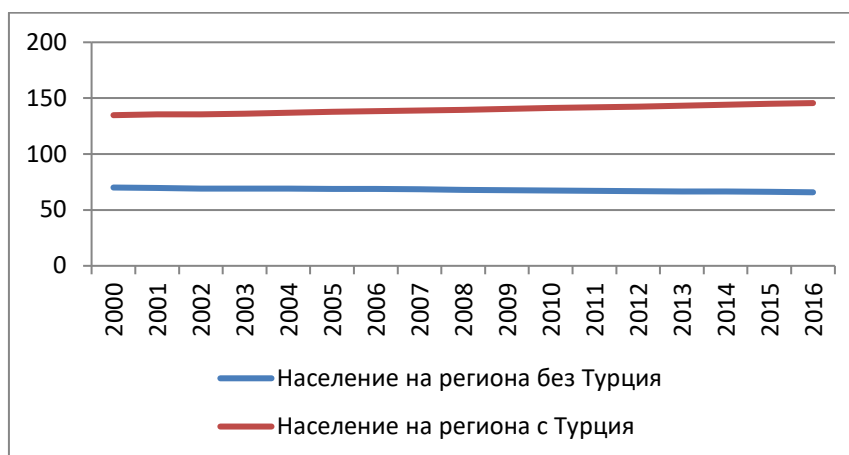
Фигура III.46. Средногодишен икономически растеж (% спрямо предходната година)



Източник: IMF, World Economic Outlook, Datamap, 2017.

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

Фигура III.47. Население в региона (млн. души)



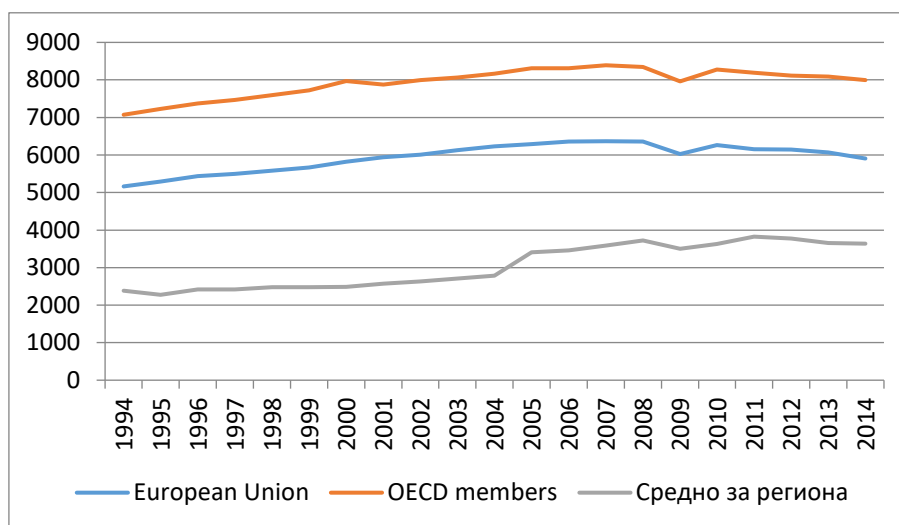
Източник: IMF, World Economic Outlook, Datamap, 2017.

Развитието на икономиката и населението в региона са основата, върху която се формира динамиката на потреблението на енергия, и в частност електрическа енергия. Производството и потреблението на електрическа енергия се смятат за базови показатели за размера и степента на развитие на една икономика.¹²⁶ Съвременните общества все повече зависят от надеждни и сигурни доставки на електрическа енергия, на които се основава икономическият растеж и развитие на обществото. Поддържането на надеждна и сигурна електроенергийна система, докато се правят усилия за декарбонизиране на енергийната система, е основно предизвикателство за света, а още повече за региона, който в значителна степен разчита на въглищата като източник на енергия. В развитите икономики растежът на потреблението на електрическата енергия е свързан с развитието на индустрията, транспорта и услугите, но зависи и от

¹²⁶ IEA Statistics © OECD/IEA 2014 (iea.org/stats/index.asp), subject to iea.org/t&c/termsandconditions.

климатични, географски и икономически фактори (вкл. цените на енергията). Все още обаче развитите страни потребяват значително повече електрическа енергия от по-слабо развитите. В ОИСР потреблението на електрическа енергия на лице е около 8000 КВтч годишно през последните 15 години. В ЕС този показател е също с високи стойности около 6000 КВтч на човек. В това отношение **изследваният регион изостава с едва 3407 КВтч на човек през 2014 г.** Средното равнище на този показател е по-ниско почти два пъти в сравнение с развитите страни през целия период. 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.).

Фигура III.48. Електропотребление на човек от населението (КВтч)



Източник: Световна банка, Данни, 2017.

Данните показват слаба тенденция към сближаване на стойностите на показателя в изследвания регион с тези в ОИСР и в ЕС, но въпреки това остават значителни разлики. Хипотетично, ако **регионът догони ОИСР по този показател, ще трябва годишно да се произвежда почти още толкова електрическа енергия, колкото е сегашното годишно производство.**

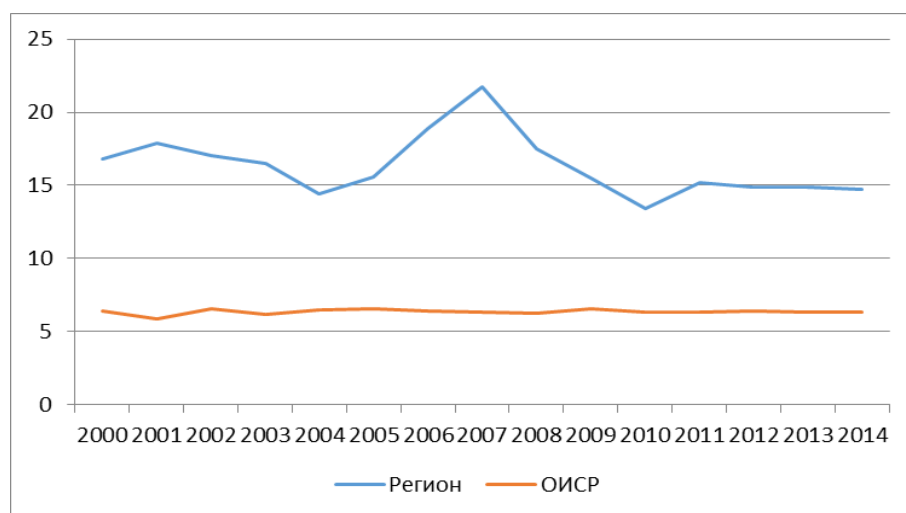
Нетното производство и крайното потребление в региона през целия период 1990-2015 г. демонстрират сходни трендове на постоянно нарастване. Единственият по-сериозен спад за периода е по време на глобалната финансова криза през 2009 г., след което двата показателя продължават да нарастват. Сходни са и 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 – затова регионът е анализиран с и без Турция. Друга причина за това са значителните неясноти относно изграждането на големи мощности в тази страна и свързаната с електроенергията специфична регулаторна рамка. При разглеждане на региона без Турция тенденциите при производството и потреблението са по-различни, макар че и тук двата индикатора демонстрират сходна динамика – обемите са около 2 пъти по-малки, производството надвишава потреблението доста по-изразено, и при двата показателя се отчитат много по-

сериозни колебания в отделни отрязъци от периода, а след 2008 г. е налице спад и при двата индикатора. Подобни са и тенденциите при нетния капацитет за производство, като тук спадът след 2008 г. е още по-голям.

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.

Фигура III.49. Загуби при пренос и дистрибуция на електрическа енергия (% от произведената)

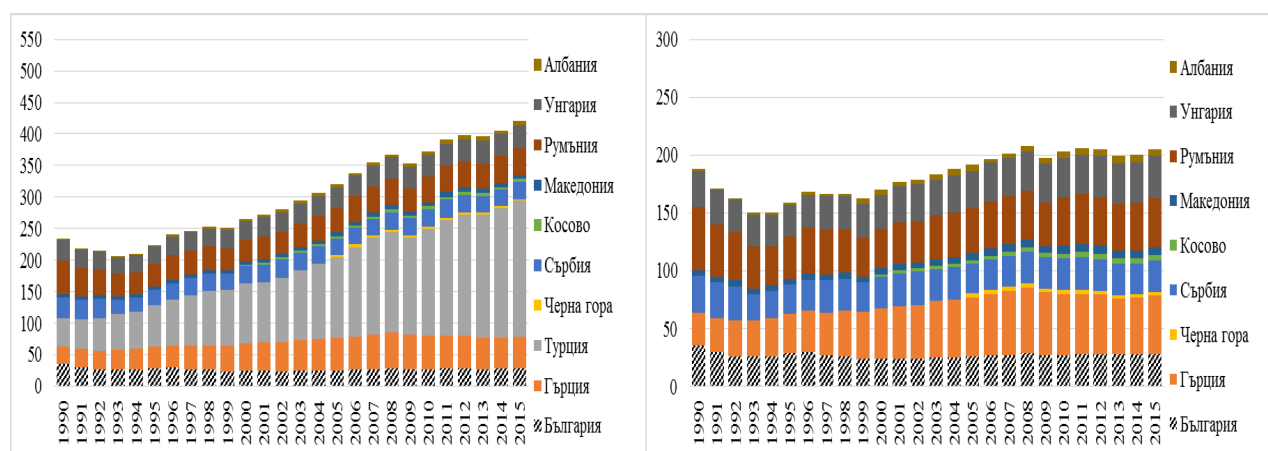


Източник: Световна банка, Данни, 2017.

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 III.50. Крайно потребление на електрическа енергия в региона (ТВтч)



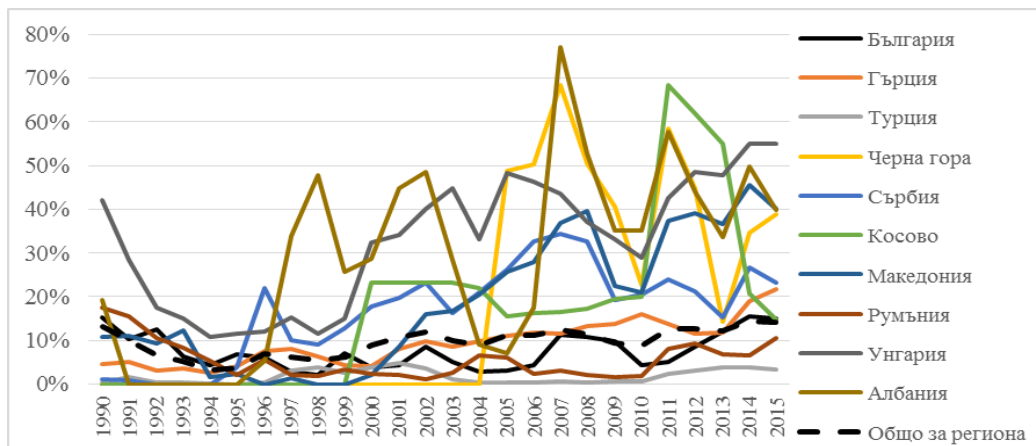
с Турция

без Турция

Източник: Eurostat, database nrg_105a.

Най-голям е делът на вноса в потреблението (зависимостта на икономиката от внос на електроенергия) в 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%).

Фигура III.51. Съотношение на внос/ потребление на електрическа енергия



Източник: Eurostat, database nrg_105a, nrg_135a .

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

Вносът на електроенергия в някои страни не е свързан само с по-високото вътрешно търсене. Вносът на по-евтина вносна електроенергия подтиска вътрешните цени.

Развитието на технологиите и междусистемните връзки, както и създаването на единен енергиен пазар в ЕС, съдействат за разширяване на географския периметър на търговията с ЕЕ на България. Разгледаните десет страни формират непосредствения регионален пазар към настоящия момент, който се характеризира с редица особености, които дават отражение върху потенциала и перспективите за презгранична търговия:

- **Този пазар се формира от три разнородни групи страни** – държави-членки на ЕС (България, Гърция, Унгария и Румъния), които се подчиняват на общите регулации и политики в областта на ЕЕ; 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); Турция, която води собствена политика, повлияна от европейските политики и исквания, но незадължителният им характер дава свобода в избора на политики. Тази разнородност дава отражение върху електроенергетиката на страните, търсенето и предлагането на ЕЕ, цените и презграничната търговия. В тази връзка може да се очаква, че различията в региона ще се запазят въпреки **силните тенденции на конвергенция**, свързани с принадлежността към регионално обединение.¹²⁷
- **Изграждането на нови проекти се осъществява трудно и продължително.** В Приложение III.4 е дадена таблица, която представя състоянието на проекти за

¹²⁷ Държавите в обединение в региона към момента са Румъния и Унгария.

изграждане на нови мощности в региона.¹²⁸ Забавянето на проектите, особено на дългосрочните, би могло да доведе до дефицити на мощности, но има и висок потенциален ефект върху покачването на цените на електроенергията.

- **Цената на електрическата енергия се изменя в широки граници, което създава финансова несигурност за възвращаемостта на инвестициите.**
- **Цената на финансовия ресурс за енергийни проекти е висока главно поради високия риск в региона и в отделните страни в зависимост от:** силното влияние на регулаторните фактори, което поражда висок регулаторен риск за тези проекти и силната зависимост от политическите фактори, поради което частните инвестиции в електроенергетиката остават малко.
- **Източниците за финансиране на мащабни електроенергийни проекти в региона са ограничени** (вж. Приложение III.5). Направеният анализ на финансирането на енергийни проекти от международните финансови институции и техните енергийни стратегии показва, че те ще продължат да подкрепят проекти за чиста енергия и възобновяеми източници на енергия. Международните финансови институции ще бъдат важен източник за финансиране на междусистемните връзки, което ще има положително влияние за регионализацията на търговията. Анализът показва и че не е реалистично да се очаква тяхната подкрепа за големи поректи, особено за ядрени и въглищни централи.

4.3.2. Общ дефицит на мощности в региона

Прегледът на официалните източници, академичните разработки и консултантските анализи не откри цялостен анализ и прогноза на мощностите, търсенето и предлагането на електрическа енергия в изследвания регион. Една от причините е значителната несигурност в развитието на националните електроенергийни програми, във вътрешните и външните фактори и среда, в която се развиват. Нехомогенността на региона също оказва влияние, доколкото освен държави-членки на ЕС (за които се предполага, че ще изпълняват европейските политики), в региона важни пазарни дялове заемат страни с неясна европейска перспектива, което прави тяхната политика, особено относно декарбонизацията, трудно предвидима. Въпреки географската близост, страните разполагат с различни източници за производство на електрическа енергия. Характерна за региона е значителна волатилност в производството, до голяма степен определена от мощности със силно изразен сезонен характер и колеблива инвестиционна политика на държавите.

Разработването на цялостни национални анализи по страни на основата на сравнението на различни източници и анализ на тенденциите през последните 20 години даде възможност да се обобщят националните прогнозни сценарии в обща прогноза за региона, отчитайки тежестта и ролята на всяка страна в производството и потреблението на електрическа енергия. Прогнозата е в два варианта – с Турция и без Турция. Турция формира около 50% от потреблението на електроенергия в региона (в края на 2015 г.) и този дял се прогнозира, че ще нарасне до 60% през 2040 г., така че тенденциите в турската електроенергетика доминират региона като цяло, затова прогнозата е дадена и без Турция. От друга страна, значителните неясноти относно

¹²⁸ Таблицата не претендира за изчерпателност. Има илюстративна цел за разминаването между поети ангажименти в национални документи и степен на реализация на проектите за нови генериращи мощности, което е важно от гл.г. на дългосрочното прогнозиране на търсенето и предлагането в региона.

изграждането на големи мощности в тази страна, на регулаторната рамка и политики дават основания да се разглежда региона и отделно.

Основният извод от направените прогнози и сравнението с наличните национални и международни прогнози, е, че в региона се очертават дефицити на мощности и съответно на електрическа енергия, които ще нарастват значително едва след 2035 г. В прогнозните сценарии за дефицитите/излишъците на мощности не е включена България, тъй като целта на настоящата прогноза е да се оцени потенциала за износ на ЕЕ от България.

- 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 излишъци на електроенергия, т.е. възможностите за износ ще са свързани само с изместваща ценова конкуренция.
- При умерения и максималния сценарии, прогнозата показва, че регионът ще изпитва дефицити на мощности и съответно ще има търсене на електрическа енергия за внос. Прогнозният нетен внос се очаква да нараства след 2025 г., което е свързано най-вече с излизането от действие на мощности и липсата на достатъчно заместващи, които да осигурят необходимата електроенергия за задоволяване на потреблението.
- При умерения сценарий, до 2020 г. регионът като цяло ще изпитва малки дефицити на ЕЕ, при сбъждане на допускането някои държави да изведат остарели мощности и при догонващ (умерен) икономическия растеж, който може да надхвърли консервативните прогнози. 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 ускорява растежа си. Ако връзката между електропотреблението и икономическия растеж се прояви в по-голяма степен, а прогнозите за икономическия растеж не се сбъднат и икономиките растат по-бавно, тогава и дефицитите могат да бъдат по-малки.
- 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 ЕЕ на регионален пазар ще се увеличи и към 2030 г. ще се реализира нетен „излишък“ на електроенергия от около 42 444 ГВтч. При умерения сценарий с включен турския пазар, до 2030 г. дефицитите ще бъдат значителни около 40 000 ГВтч, след което ескалират поради липсата на планирани дългосрочни проекти.

Таблица III.20. Общо прогнозен нетен внос* на електроенергия в региона, три сценария (ГВтч)**

	2020	2025	2030	2035	2040
Минимален сценарий					
Общо за региона с Турция	18,229	8,526	-42,444	-28,848	-29,216
Общо за региона без Турция	-3,671	-6,366	-24,399	-41,462	-29,216
Умерен сценарий					
Общо за региона с Турция	41,665	37,561	37,085	97,898	188,433
Общо за региона без Турция	19,765	23,545	24,821	24,139	41,209
Максимален сценарий					
Общо за региона с Турция	75,131	92,996	57,513	161,083	300,072
Общо за региона без Турция	27,827	45,692	49,629	51,232	74,008

* 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 поддържаения технически резерв без да го изчерпва.

Източник: БАН.

Таблица III.21. Нетен внос по държави – минимален сценарий, ГВтч.

Нетен внос при минимален сценарий (ГВтч)					
Страна	2020	2025	2030	2035	2040
Гърция	2,225	786	1,018	3,821	8,155
Румъния	-10,793	-13,954	-22,425	-28,777	-23,933
Унгария	8,093	6,463	3,843	4,031	9,529
Албания	-5,839	-5,249	-6,972	-6,842	-12,234
Косово	3,250	0*	237	953	1,771
Сърбия	-7,358	0*	0*	907	2,217
Македония	1,803	396	-4,810	-4,268	-4,286
Турция	21,900	14,892	-18,046	12,614	0*
Босна и Херцеговина	4,061	3,972	4,710	-11,351	-10,669
Черна Гора	886	1,219	0*	64	235
Общо за региона с Турция	18,229	8,526	-42,444	-28,848	-29,216
Общо за региона без Турция	-3,671	-6,366	-24,399	-41,462	-29,216

*Дефицитът/излишъкът е малък и се покрива от поддържаения технически резервс. Вносът е отразен с положителен знак, а износът с отрицателен.

Източник: БАН

От гл. т. на изчислените дефицити, при равни други условия, изключвайки ролята на ценовия фактор за търсене на електрическа енергия и риска от различни политически решения, при минималния сценарий определящи за нетния внос на региона са Румъния, Сърбия и Албания, които до 2020 г. при реализиране на проектите за нови мощности ще могат да бъдат нетни износители. Към 2030 г. при допусканията на този сценарий нетни износители освен Румъния и Албания могат да бъдат Турция и Македония.

Таблица III.22. Нетен внос по държави – умерен сценарий, ГВтч

Нетен внос при умерен сценарии (ГВтч)					
Страна	2020	2025	2030	2035	2040
Гърция	11,013	9,723	8,890	11,265	13,370
Румъния	-7,228	-10,734	-7,766	-15,205	-10,124
Унгария	11,742	11,834	8,169	8,208	14,265
Албания	118	387	0*	0*	0*
Косово	3,250	2,637	3,084	3,809	4,618
Сърбия	-6,088	0*	1,402	2,974	3,943
Македония	1,803	5,407	5,921	6,585	7,189
Турция	21,900	14,016	12,264	73,759	147,224
Босна и Херцеговина	4,208	3,142	3,672	4,617	5,857
Черна Гора	947	1,149	1,449	1,886	2,092
Общо за региона с Турция	41,665	37,561	37,085	97,898	188,433
Общо за региона без Турция	19,765	23,545	24,821	24,139	41,209

*Дефицитът/излишъкът е малък и се покрива от поддържания технически резерв, което не дава възможност за внос/износ. Вносът е отразен с положителен знак, а износът с отрицателен.

Източник: БАН.

При умерения сценарий спрямо получените дефицити, държави нетни износители до 2020 г. ще бъдат Румъния и Сърбия, но към 2030 г. спрямо допусканията на този сценарий Сърбия може да се окаже в позиция на вносител на ЕЕ, при равни други условия.

Таблица III.23. Нетен внос по държави – максимален сценарий, ГВтч

Нетен внос при максимален сценарии (ГВтч)					
Страна	2020	2025	2030	2035	2040
Гърция	14,624	13,185	14,205	17,797	24,537
Румъния	-9,303	0*	0*	-11,317	-6,472
Унгария	12,038	12,661	9,658	10,389	16,985
Албания	118	647	474	920	748
Косово	3,250	4,249	4,862	5,613	6,440
Сърбия	0*	3,530	7,569	8,861	10,521
Македония	1,803	5,705	6,245	6,909	7,514
Турция	47,304	47,304	7,884	109,850	226,064
Босна и Херцеговина	4,350	4,497	4,955	9,971	11,047
Черна Гора	947	1,219	1,659	2,088	2,687
Общо за региона с Турция	75,131	92,996	57,513	161,083	300,072
Общо за региона без Турция	27,827	45,692	49,629	51,232	74,008

*Дефицитът/излишъкът е малък и се покрива от поддържания технически резерв, което не дава възможност за внос/износ. Вносът е отразен с положителен знак, а износът с отрицателен.

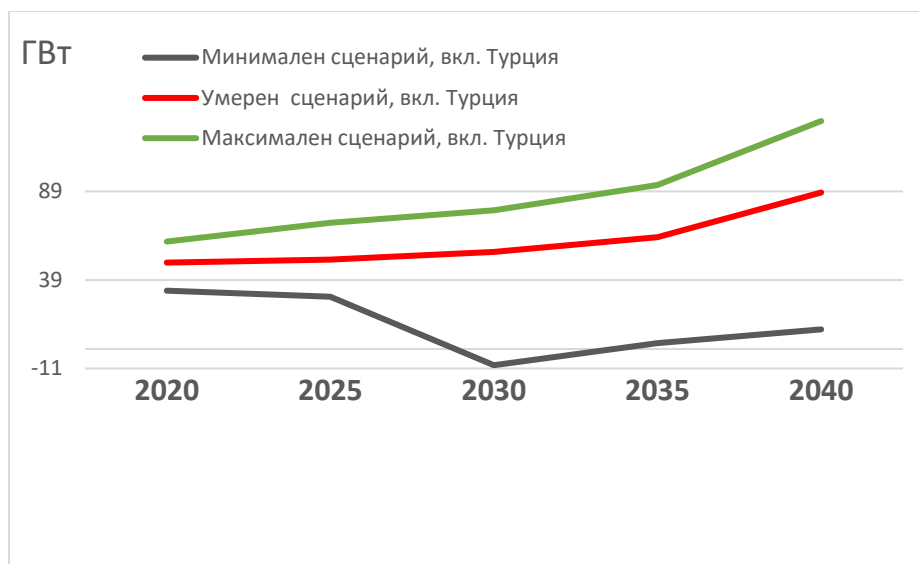
Източник: БАН.

При максималния сценарий водеща за реализирането на възможности за износ в региона ще бъде само Румъния (до 2020 и след 2030 г.). Ако се реализира допускането за извеждане от експлоатация на 2000 МВт от ТЕЦ в Румъния, за периода 2025-2030 г. тя може да се окаже в ситуация, в която покрива прогнозното си потребление, собствените нужди на електроенергийната си система и техническия резерв без да реализира износ.

Прогнозните сценарии са изчислени както в мощности, така и в обем електроенергия, което дава важната връзка между недостиг/излишък на ЕЕ и необходимост или не от нови генериращи мощности в региона. Като първа основна стъпка са именно наличните инсталирани към момента мощности и адаптираните с претеглен коефициент на използваемост по вид мощност. Следващият базов фактор са допусканията за въвеждане/извеждане на мощности спрямо различните сценарии. Въз основа на прогнозите за потребление на ЕЕ по държави за периода 2020-2040 г. е калкулирана колко нетна мощност ще е необходима за производството на този обем електроенергия. Дефицитите в мощност могат да се съпоставят със сега съществуващите генериращи мощности по държави и в региона. Те дават и представа колко нетна мощност в региона би била необходима, за да се покрие евентуалния недостиг. Дефицитът, представен в мощности и електроенергия в региона, дава възможност да се види мястото на текущия и прогнозата за евентуален бъдещ износ от България, в т.ч. при евентуални сценарии за увеличение на мощностите и възможностите за реализация на износ от България в региона.

Дефицитът на мощности (нетни) в региона с Турция се прогнозира между 33 и 61 ГВт в рамките на трите сценария през 2020 г. В минималния сценарий до 2030 г. дефицитът намалява поради допусканията за изпълнение на проектите за въвеждане на нови мощности, като през 2030 г. в този сценарий регионът с Турция ще разполага с излишък от нетни мощности, които ще дават възможност и за реализиране на износ. В този сценарий през 2035 и 2040 г. дефицитът на нетни мощности в региона е относително малък, а за някои държави дефицитът/излишъкът се покрива от поддържания технически резерв, което при изчисленията на нетния внос общо за региона формира възможност за реализиране на износ в размер на около 29 ТВтч.

Фигура III.52. Общо нетно търсене на електроенергия в региона (вкл. Турция), изразено като дефицит на производствени (нетни) мощности, ГВт

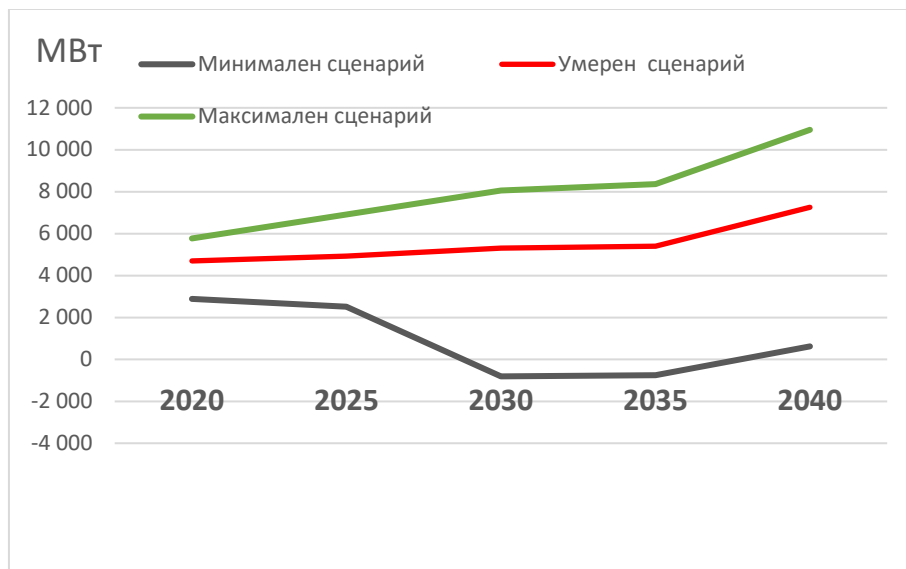


Източник: БАН.

Ако се изключи Турция, в рамките на минималния сценарий до 2020 г. дефицитът на мощности се движи между 2886 МВт (близо 3 ГВт) до 5769 МВт (около 5.8 ГВт). Излишък от мощности при изчисленията на този сценарий ще има за периода 2030-2035 г. През 2040 г. общият дефицит в региона, измерен в нетни мощности, е минимален и с оглед на поддържаните технически резерви, нетно за региона ще се

реализира износ. В умерения сценарий дефицитът на нетни мощности се колебае между 5 и 8 ГВт в периода до 2035 г. При максималния сценарий без Турция, дефицитът на нетни мощности расте от около 5800 МВт през 2020 г. до близо 11 000 МВт през 2040 г.

Фигура III.53. Общо нетно търсене на електроенергия в региона (изкл. Турция), изразено като дефицит на производствени (нетни) мощности, МВт



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 ЕЕ в региона. Очакваните дефицити в региона след този период ще се реализират, ако някои държави изведат остарели мощности. При този прогнозен сценарий след 2025 г. регионът ще изпитва дефицити на ЕЕ между 23.5 и 24.8 ТВтч, въпреки че потреблението на ЕЕ ще нараства бавно, като цяло. Това се дължи главно на излизането от системата на остарели мощности и нереалистичните планове за изграждане на нови. 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 ЕЕ мощности по финансови съображения и такива, свързани с енергийната независимост. **Възобновяемите източници на ЕЕ 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 ЕЕ, 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. **Страните, които планират ЕЕ си мощности дългосрочно, ще гарантират ЕЕ си сигурност и ще останат на пазара и като износители на ЕЕ.**

От гледна точка на перспективата пред търсенето на ЕЕ в региона, България може да запази водещите си позиции на нетен износител на ЕЕ, ако планира дългосрочно мощности, които да надхвърлят хоризонта на 2030 г., и поддържа ценовата си конкуренция. Предвид либерализацията на пазарите в региона и конвергенцията в цените, България ще може да изнася ЕЕ, ако поддържа ценова конкуренция и премахне пречките и ограниченията пред износа. Засилването на конкуренцията главно от страна на Румъния ще бъде значително предизвикателство за сектора и основен ограничаващ бъдещите инвестиции фактор. България е в изгодна ситуация при изграждането на нови мощности поради по-висок дългосрочен кредитен рейтинг, нисък публичен дълг и най-ниска в региона цена на публичния ресурс. Изграждането на междусистемните връзки на основата на проектите от общ интерес е от изключително значение както в случай, че България избере да остане нетен износител, така и ако ще балансира ЕЕ си с внос.

При всички прогнозни сценарии се интензифицира регионалната търговия на ЕЕ, но след 2030 г. дори и да се реализират планираните към настоящия момент проекти от общ интерес за изграждане на междусистемни връзки, те ще бъдат недостатъчни, ако не се направят допълнителни инвестиции.

Освен ограничените енергийни ресурси, развитието на ЕЕ сектор се ограничава и от високия инвестиционен риск и неуспешните опити за въвлечането на частния сектор в инвестициите в сектора. Публичните инвестиции в ЕЕ сектор в региона са ограничени и поради високата задлъжнялост на повечето от страните. Цената на ресурса за финансиране на този вид проекти в региона е много висока, което прави голяма част от проектите финансово и икономически неприемливи.

Таблица III.24. Прогнозен капацитет на междусистемни връзки

Максимален физически износ по граници в ГВтч					
Страна	2020	2025	2030	2035	2040
BG - GR	6132	9636	9636	9636	9636
BG - RO	3504	3504	3504	3504	3504
BG - TR	5694	7884	7884	7884	7884
BG - RS	5256	5256	5256	17520	17520
BG - MK	4380	4380	4380	4380	4380
Общо	24966	30660	30660	42924	42924
Реалистичен физически износ по граници в ГВтч					
Страна	2020	2025	2030	2035	2040
BG - GR	3679	5782	5782	5782	5782
BG - RO	2102	2102	2102	2102	2102
BG - TR	3416	4730	4730	4730	4730
BG - RS	3154	3154	3154	10512	10512
BG - MK	2628	2628	2628	2628	2628
Общо	14980	18396	18396	25754	25754

Източник: БАН.

България е най-големият износител на ЕЕ в региона през последните години, като през 2015 г. заема 33.5% от общо внесената в региона ЕЕ. Какви възможности има страната за износ на ЕЕ зависи както от очакваното търсене за внос на ЕЕ в региона, така и от капацитета на връзките по граници. При съпоставката на тези два фактора при умерения сценарий за прогнозното търсене на ЕЕ за внос в региона се очертава, че България би могла (разбира се при налични мощности и конкурентни цени) да покрие около 30% от прогнозния потенциал за внос в региона за първите три периода, т.е. до 2030 г. След това капацитетът на междусистемните връзки ще се окаже недостатъчен за покриване на толкова голям дял от вноса в региона. Разбира се, тази оценка е само на базата на търсенето на ЕЕ в региона и възможностите на междусистемните връзки. Дали този потенциал ще се реализира зависи от ефективността на предлагането – както от производствените възможности на България, така и от цените на ЕЕ, които българският производител ще предложи на регионалния пазар.

5. Разработване на модел за прогнозиране на борсовите цени на електрическа енергия

Анализът на енергийните борси и изследваната динамика на борсовите цени и търгувани обеми в региона идентифицира 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. Дефицитите или излишъците на мощности в региона, както и технологичните шокове, също са важни фактори с непосредствен ефект върху борсовите цени на електрическа енергия.

5.1. Модел за прогнозиране на борсовите цени на електроенергия

Моделът за прогнозиране на борсовите цени включва следните променливи:

- Потребление на електрическа енергия на вътрешния пазар (C)
- Наличие и развитие на междусистемни връзки (INT)
- Конвергенция на цените при възможност за либерализирана търговия на електрическа енергия на борсов принцип ($CONV$)
- Цени на ресурсите за производство на електрическа енергия (P^F)
- Степен на въвеждане на възобновяеми енергийни източници (RES)
- Цени на емисии на парникови газове (P^{EM})
- Цена на ресурса (Доходност по 10-годишни ДЦК (P^b))



Посочените променливи са идентифицирани на базата на анализ на енергийните борси и динамиката на борсовите цени и търгувани обеми в региона и ЕС, фокусиран основно върху шест страни – България, Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия и Турция. Моделът се прилага итеративно и се тества с данни за посочените шест държави, за които е налична борсова информация за месечни цени и търгувани обеми на електрическа енергия в периода 2011-2017 г.. Изключени са страните от региона, които не оказват влияние върху борсовите цени на регионалния пазар.

Късите времеви редове от данни затрудняват иконометричната оценка, поради което в иконометрична форма се оценява само следното регресионно уравнение:

$$P_t^j = \gamma_0 + \gamma_1 C_t^j + u_t \quad (1)$$

където:

P_t^j е борсовата цена на електрическа енергия в страна j ;

C_t – крайното потребление на електроенергия в страна j .

Така се получава базова борсова цена, която разглеждаме като борсовата цена, получена чрез връзка само с вътрешното електропотребление. Като следваща стъпка прилагаме модела на надбавката (mark-up model), при който всеки от посочените фактори се разглежда като надбавка над базовата борсова цена, получена въз основа на представеното регресионно уравнение. Така прогнозната борсова цена се получава от следното уравнение:

$$P_t^{Whj} = P_t^j + INT_t + \beta_1^{coalj} P_t^{coalj} + \beta_2^{gasj} P_t^{gasj} + \beta_3^{oilj} P_t^{oilj} + \beta_4^j RES_t^j + \beta_5^j P_t^{EMj} + \beta_6^j P_t^{bj} \quad (2)$$

където:

P_t^{Whj} е борсовата цена в страна j без отчитане на ефект от конвергенция с регионалните пазари;

P_t^j – базова борсова цена в страна j , получена чрез регресионно уравнение (1);

INT_t – коефициент на надбавка над базовата борсова цена, отразяваща задълбочаването на междусистемните връзки и либерализацията на пазара на електроенергия на Балканския полуостров;

$\beta_1^{coal^j}$ и $\beta_2^{gas^j}$ – дялът съответно на въглищата и природния газ в структурата на брутното производство на електроенергия по суровини в страна j ;

$P_t^{coal^j}$ и $P_t^{gas^j}$ – прогнозни цени на въглищата и природния газ;

$\beta_3^{oil^i} P_t^{oil^i}$ – произведението на дела на петрола в структурата на брутното производство на електроенергия по суровини и очакваната цена на петрола, което се изчислява само за страни i – Гърция, Румъния и Турция, поради идентифицирането на петрола като основен енергиен продукт за производството на електроенергия в тях;

β_4^j – дял на ВЕИ в брутното производство на електрическа енергия в страна j ;

RES_t^j – стойностният ефект върху цената на електроенергия на едро в евро/МВтч от промяна в дела на ВЕИ в брутното електропроизводство;

β_5^j – отделени тонове емисии въглероден диоксид при производството на електрическа енергия;

$P_t^{EM^j}$ – прогнозна цена на емисии въглероден диоксид в евро/тон;

β_6^j – еластичност на борсовата цена на електроенергия от промяната в цената на финансовия ресурс за производството на електрическа енергия като референтна стойност, за която приемаме доходността по 10-годишните ДЦК;

$P_t^{b^j}$ – доходност по 10-годишните ДЦК в страна j .

Отчитането на степента на конвергенция на борсовите цени се изчислява чрез стандартното отклонение на борсовите цени в отделните страни от среднопретеглената борсова цена за региона спрямо реализираните средногодишни борсови обеми по метода на т.нар. сигма конвергенция:

$$S_{P_t^j} = \sqrt{\frac{\sum (P_t^{Wh^j} - \overline{P_{Rt}})^2}{n-1}} \quad (3)$$

където:

$S_{P_t^j}$ е стандартното отклонение от среднопретеглената борсова цена на страна j ;

$P_t^{Wh^j}$ – борсовата цена в страна j без отчитане на ефект от конвергенция с регионалните цени;

$\overline{P_{Rt}}$ – среднопретеглената борсова цена за региона;

n – броят на наблюденията.

5.2. Допускания и информационно осигуряване на модела

Потреблението на електрическа енергия на вътрешния пазар разглеждаме като крайно потребление на електроенергия за битови и небитови клиенти и за оценка на модела използваме годишни данни от Евростат за периода 1990-2015 г. Прогнозните стойности на крайното електроенергийно потребление в България се базират на направените прогнози в Дейност IA, а за страните от региона са в съответствие с предвижданията при прогнозирането на производствените мощности в региона. Така **използваните прогнозни данни за крайното електроенергийно потребление по страни се явяват мост между прогнозите за дефицитите/излишъците в региона и прогнозата за борсовите цени, който ни позволява индиректно да отчетем и влиянието на нетното търсене в региона върху борсовите цени.**

При определяне на ефекта върху борсовите цени от развитието на междусистемните връзки се прави допускане, че **в бъдеще капацитетите за пренос между страните от региона ще се увеличават, което би довело и до по-засилена конвергенция на цените при възможност за либерализирана търговия на електрическа енергия на борсов принцип.** Експертната оценка върху която се стъпва е, че до 2025 г. процесът на либерализация ще бъде по-бавен и неравномерен, а след това ще се ускори, което се свързва с намеренията за обединение между енергийните борси в региона през 2025 г. При оценката на конвергенцията на борсовите цени на електроенергия се прави допълнително допускане, че общите европейски правила през 2025 г. все още няма да важат за Сърбия и Турция, при което се изследва степента на тяхната конвергенция само между България, Гърция, Унгария и Румъния, а при допълнителен сценарий се залага частична конвергенция и с пазарите в Сърбия и Турция.

Ефектът от цените на ресурсите за производството на електрическа енергия върху борсовата цена се отчита на база структурата на брутното производство на електрическа енергия по използвани суровини. За България, Гърция, Румъния и Унгария се използват данни от Евростат към 2015 г., а за Сърбия и Турция – от Международната агенция по енергетика съответно към 2014 и 2015 г. Данните показват, че основният суровинен източник за производство на електрическа енергия са въглищата, следвани от природния газ. Най-вече в Турция и в известна степен в Гърция и Румъния петролът също е основен производствен продукт, поради което при определяне на борсовите цени само в тези страни се включват и предвижданията за изменения на цените на петрола, докато в останалите се отчитат само прогнозни цени на въглищата и природния газ, които са идентични с данните от Дейност IA. За прогнозния период се използват данните от Референтния сценарий на ЕК за 2016 г. за структурата на производство по суровини за държавите-членки на ЕС. Същевременно се отчитат и резултатите от Доклада за цените и разходите на електроенергия в ЕС¹²⁹, според който увеличаването на цената на въглищата или природния газ с 1 евро/МВтч се свързва средно с нарастване на цените на едро на електроенергия с 0.2-0.8 евро/МВтч.

Отчита се и степента на въвеждане на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) като фактор, от който зависи борсовата цена на електроенергията. В Доклада за цените и разходите на електроенергия в ЕС се посочва, че **на средноевропейско ниво увеличаването на ВЕИ в количествата електроенергия, предлагани на свободния пазар, с 1 пр.п. намалява борсовата цена на електроенергията с около 0.4 евро/МВтч.** Ролята на ВЕИ в борсовите цени в региона обаче се различава от тази в ЕС като цяло поради специфичния механизъм на ценообразуване в централноевропейските

¹²⁹ Ecofys, Prices and Costs of EU Energy 2016.

страни, но предвид очакваната по-нататъшна либерализация, се допуска, че държавите-членки от ЕС от региона ще се следват същите тенденции. При отчитането на ефекта от ВЕИ върху борсовата цена на електрическа енергия за тези страни се използва прогнозния дял на ВЕИ в брутното производство на електроенергия според Референтния сценарий на ЕК.

Изхождайки от доминиращия дял на лигнитните въглища в производствения микс на електроенергия на разглежданите страни, в модела за прогнозиране на борсовите цени се включва и цената на емисиите на парникови газове. Тяхната оценка за държавите-членки от ЕС се прави на база на прогнозите от Референтния сценарий на ЕК за 2016 г. за въглеродната интензивност на генерирането на енергия от държавите-членки през 2020 и 2030 г. Данни за генерираните емисии парникови газове за Сърбия и Турция се използват от Международната агенция по енергетика съответно към 2014 г. Прогнозни стойности за производството на електроенергия се взаимстват от данните по страни в анализа и прогнозата на регионалния пазар на електрическа енергия в 4.2 и 4.3. от настоящия доклад. Прогнози за цените на самите емисии се правят на база на междинен сценарий от прогнозите на ЕК в Референтния сценарий за 2016 г., Международната агенция за търговия с емисии на база допитване до 135 индустриални компании, и пазарно проучване, направено от Thomson Reuters¹³⁰. На тази база прогнозираме по-ускорен растеж на цените на емисиите в десетгодишния период след 2020 г. при цена на емисии въглероден диоксид от 18.41 евро/тон през 2030 г., след което растежът на цените да се забави до 27.61 евро/тон през 2040 г.

Месечни данни за доходността на 10-годишните ДЦК са от Европейската централна банка, Евростат и Министерството на финансите на Сърбия. Тяхното включване в модела се прави въз основа на връзка с борсовите цени на електроенергията като влиянието им е различно за отделните страни в зависимост от планираните инвестиционни разходи за производството на електрическа енергия. Използването на този показател за прогнозиране на борсовите цени се мотивира от **необходимостта да бъдат отчетени и инвестиционните разходи, свързани с производството на електрическа енергия, които оказват значително влияние върху нейната цена.**

В първоначален вариант прогнозата беше съставена в шест различни сценария с отчитане на различни комбинации на заложените в нея седем променливи. За целите за изчисляване на модела в дейност 5 тези сценарии се агрегират в три като се основават на тенденциите и флукуацията в цените на националните пазари и се отчита в различна степен сближаването на цените при нарастваща либерализация:

- *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.

¹³⁰ Reuters. Forecast for EU carbon prices in next decade put Paris target in doubt. 24 May 2017.

5.3. Резултати от модела за прогнозиране на борсовите цени

Моделът се тества в изложените три сценария за България, Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия и Турция за периода 2020-2040 г. Резултатите от него се коментират в контекста на динамиката на факторите, влияещи на цените на едро, както и на ефектите от конвергенцията на борсовите цени в регионален аспект.

Среднопритеглените борсови цени за разглежданите страни се представят в умерения и максималния сценарий, които са свързани с отчитане на регионалния аспект на борсовата търговия с електрическа енергия. Получените резултати са близки при двата сценария, тъй като при отчитането на конвергенцията цените в Турция и Гърция поради по-високия дял в борсовата търговия предопределят динамиката в общата регионална цена. По всички сценарии (за отделните страни и общо за региона) се предвижда увеличаване на борсовите цени и то 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, включени в модела). Междусистемната свързаност и свързаната конвергенция на цените също подкрепят възходящия тренд на цените в региона. Разбира се, за определени периоди са възможни и колебания в борсовите цени около тренда, което освен с динамиката на посочените фундаментални фактори, може да се свързва и със специфични за борсовата търговия процеси, както и значими технологични промени. Съпоставката с динамиката на борсовите цени до септември 2017 г. показва, че прогнозите са през 2020 г. регионалната цена на електрическа енергия да възлиза на приблизително 59 евро/МВтч и да се изравни с отчетната за 2012 г. Резултатите от модела предвиждат **към 2020 г. да са налице предпоставки за преодоляване спада на борсовите цени на електрическата енергия, наблюдаван след 2012 г., и те да започнат да нарастват, каквито индикации вече се наблюдават през 2017 г.** Този базов ефект се отразява в прогнозираното ускорено нарастване на борсовите цени в региона до 2030 г., които се очаква да варират между 66 евро/МВтч през 2025 г. и 72 евро/МВтч през 2030 г. и да достигнат 84.4 евро/МВтч в максималния сценарий през 2040 г.

Таблица III.25. Среднопритеглени прогнозни борсови цени за региона (евро/МВтч)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	09*2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	53.21	58.14	48.86	45.87	40.58	38.60	47.08					
Максимален сценарий								60.65	67.75	72.96	79.93	84.42
Умерен сценарий								57.38	64.30	69.33	76.54	80.97
Минимален сценарий								55.83	62.68	69.03	76.23	80.81

Забележка: Тъй като в периода до 2016 г. не във всички разглеждани страни функционират борси, те са включвани в среднопритеглената регионална борсова цена съобразно годината на начало на функциониране на националната борса.

Източник: БАН.

Същевременно трябва да се има предвид, че изчислените прогнозни борсови цени са резултати от модел за прогнозиране, който показва преди всичко тенденции. За да се стигне до тези общи регионални борсови цени предварително са прогнозирани борсови цени за отделните страни в региона. Тъй като не са правени досега прогнози за регионалните цени, сравняваме резултатите от модела по

страни с прогнози за тях от официални чуждестранни източници, които показват несъществени разлики между резултатите на прогнозите.

Например борсовата цена в Турция за 2020 г. се прогнозира от Türkiye Garanti Bankası A.Ş.¹³¹ на около 76 щ.д./МВтч (около 63 евро/МВтч при текущия валутен курс), докато прогнозната борсова цена на БАН за Турция е 64 евро/МВтч.

В Енергийната стратегия на Румъния¹³² се прогнозира цена на електрическата енергия на едро в рамките на 65-85 евро/МВтч в периода 2030-2050 г., докато прогнозата на БАН за Румъния е за 69-80 евро/МВтч за 2030-2040 г.

Оценката на ЕК¹³³ за изграждането на унгарската АЕЦ Пакш се основава на прогнозни борсови цени между 75-85 евро/МВтч през 2040 г. като прогнозата на БАН за Унгария е за цени на електрическа енергия на борсата в порядъка на 78-82 евро/МВтч.

Прогнозните борсови цени на Световната банка¹³⁴ за България са в интервала 43-47 евро/МВтч на вътрешния пазар без отчитане на конвергенция през 2020 г. при прогноза на БАН от 48 евро/МВтч. Прогнозата в Регионалния доклад за Югоизточна Европа на South East Europe Electricity Roadmap е цените на едро в България да се движат между 46 евро/МВтч през 2020 г. до 67-75 евро/МВтч към 2040 г. Същевременно значима част от сделките по свободно договаряни цени стават на база на двустранни договори за доставка на активна електроенергия, което обхваща вече около 12 ТВтч годишно. Един индикатор за движенията на цените на този пазар са активните оферти в поръчките по Закона за обществените поръчки. През последните няколко месеца цените за едногодишни договори при тези поръчки варират в диапазона 40-42 евро/МВтч. Цените за тригодишни договори (до 2020 г.) средно са за 43-45 евро/МВтч, което означава, че оценката за цена през 2020 г. на търговците на свободен пазар в България е за нива между 45-50 евро/МВтч, което отговаря на прогнозите на БАН. От друга страна, очакванията на ЕК в Референтния сценарий за 2016 г. са цените на дребно в България да варират между 89 евро/МВтч през 2020 г. и 148 евро/МВтч през 2040 г.

България

При различните сценарии, борсовата цена в България се прогнозира да варира в границите между 48.8 евро/МВтч при минималния сценарий и 61.1 евро/МВтч при максималния сценарий през 2020 г., и съответно 62.1 и 74.2 евро/МВтч през 2030 г. Забавеният, но устойчив растеж на борсовата цена през разглеждания 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 и изтичане на техническия им срок за използване, както и постепенното изграждане на междусистемни връзки в региона.

¹³¹ Garanti Bank (2015), Electricity Market Report, 2015-2025 Projections.

¹³² Ministry of Energy, Romanian Energy Strategy 2016-2030, with an outlook to 2050.

¹³³ Commission Decision of 6.3.2017 on the measure/aid scheme/state aid SA.38454 - 2015/C (EX 2015/N) which Hungary is planning to implement for supporting the development of two new nuclear reactors at Paks II nuclear power station.

¹³⁴ World Bank, Bulgaria power sector: Making the transition to financial recovery and market liberalization, Summary of World Bank Team Work in 2016.

Таблица III.26. Прогнозни цени на електрическа енергия за България (евро/МВтч)

	2016	09'2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	31.31	38.83					
Минимален сценарий			48.82	54.20	62.05	68.26	72.02
Умерен сценарий			58.18	63.29	70.75	76.65	80.23
Максимален сценарий			61.12	66.43	74.18	80.31	84.03

Източник: БАН.

Същевременно фактори, понижаващи 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. Към 2035 г. борсовата цена се очаква да се движи в границите между 68.3 евро/МВтч и 80.3 евро/МВтч и да се ускори до 84 евро/МВтч при максималния сценарий през 2040 г. поради нарастващите надбавки за отделени емисии въглероден диоксид и ефекта от конвергенцията на борсовите цени, която независимо дали само между разглежданите държави-членки в ЕС, или в региона като цяло се отразява в повишаване на борсовата цена на електроенергията на България.

Гърция

При различните сценарии борсовата цена в Гърция варира от приблизително 59 евро/МВтч през 2020 г. до 72 евро/МВтч през 2030 г., като нейното постепенно покачване през разглеждания период се дължи на очакваното повишаване на цената на петрола, който се използва като енергиен продукт за производство на електрическа енергия, както и на изграждането на междусистемни връзки и по-високите инвестиционни разходи в страната.

Таблица III.27. Прогнозни цени на електрическа енергия за Гърция (евро/МВтч)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	09'2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	59.36	56.73	41.47	57.54	51.94	42.83	52.75					
Минимален сценарий								60.04	67.46	72.70	80.31	84.53
Умерен сценарий								57.14	64.32	69.38	76.74	80.82
Максимален сценарий								60.11	67.52	72.75	80.34	84.57

Източник: БАН.

През 2020 г. се прогнозира борсовата цена в Гърция да достигне равнището си от 2011 г. от приблизително 60 евро/МВтч, като ефектът на конвергенция към борсовите цени в рамките на разглежданите държави от ЕС е нисък, тъй като борсовата цена в Гърция се доближава до средната борсова цена на България, Гърция, Румъния и Унгария през 2020 г. Същевременно борсовата цена на електроенергия в Гърция се запазва сравнително висока както поради високата въглеродна интензивност на местното

производство, като 1% увеличаване на цената на емисиите въглероден диоксид се отразява в 0.30 пр.п. повишаване на борсовата цена, така и заради изоставането на местното производство спрямо местното електроенергийно потребление. Средно с 1.36% се увеличава борсовата цена на електроенергията в страната и поради високите инвестиционни разходи, и към 2040 г. се прогнозира тя да варира между 81 и 85 евро/МВтч.

Румъния

Борсовата цена в Румъния се предвижда да се колебае през 2020 г. между 50 евро/МВтч и 61 евро/МВтч и да се доближи до равнищата от 2011 г. Фактори за ниската борсова цена са въвеждането на ВЕИ в страната при по-нисък дял на въглищата в производствения микс спрямо производствения микс на другите разглеждани страни и намаляващата доходност на 10-годишните ДЦК. Като цяло фактор за по-ниската борсова цена в Румъния е и ниската въглеродна интензивност на производството (по прогнози на ЕК през 2030 г. максималните нейни равнища ще се равняват на най-ниските ѝ равнища в Гърция и България), при което 1% увеличаване на цените на емисиите въглероден диоксид се отразява в 0.17 пр.п. нарастване на борсовата цена. Допълнителен фактор в тази посока е и високият дял на използвани ВЕИ и атомна енергия в страната.

Таблица III.28. Прогнозни цени на електрическа енергия за Румъния (евро/МВтч)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	09*2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	52.1	48.87	35.32	34.64	36.41	33.31	48.75					
Минимален сценарий								50.34	57.81	63.46	68.95	75.14
Умерен сценарий								57.52	64.58	69.91	75.11	80.95
Максимален сценарий								60.48	67.78	73.30	78.68	84.72

Източник: БАН.

Значителен ефект на повишаване на борсовата цена в Румъния оказва конвергенцията на борсовите цени, като през 2030 г. борсовата цена от 63.5 евро/МВтч нараства до 73.3 евро/МВтч. Максималната очаквана цена в края на прогнозния период е за около 84.7 евро/МВтч през 2040 г.

Унгария

При минималния сценарий борсовата цена в Унгария се движи около 60-64 евро/МВтч през 2020-2025 г., а впоследствие нараства до 66.5 евро/МВтч през 2030 г. **Независимо от степента на въглеродна интензивност борсовата цена от 64.3 евро/МВтч през 2025 г. при умерения сценарий се повишава при максималния сценарий до 68.8 евро/МВтч през 2030 г.** Основните фактори, движещи борсовата цена в Унгария, са ниската въглеродна интензивност на производството, но при по-висок дял на природния газ в производствения микс спрямо останалите страни, което увеличава прогнозната борсова цена, както и ниското равнище на използване на ВЕИ, но при намаляваща доходност на 10-годишните ДЦК.

Таблица III.29. Прогнозни цени на електрическа енергия за Унгария (евро/МВтч)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	09'2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	55.81	51.58	42.34	40.47	40.59	35.37	50.48					
Минимален сценарий								59.96	64.16	66.46	75.11	77.69
Умерен сценарий								58.77	64.25	67.10	78.20	81.51
Максимален сценарий								61.22	65.35	68.83	78.88	81.82

Източник: БАН.

Фактор за увеличаване на борсовата цена е и отчитането на степента на конвергенция с останалите държави в региона. Допълнително обстоятелство в тази насока е и пониският дял на въглищата в производствения микс, като 1% повишаване на цената на емисиите въглероден диоксид води до 0.01 пр.п. повишаване на борсовата цена. Задълбочаващата се конвергенция с разглежданите страни би довела до максимална цена от 82 евро/МВтч през 2040 г. при минимална от 77.7 евро/МВтч.

Сърбия

Прогнозната минимална борсова цена в Сърбия през 2020 г. е 48.5 евро/МВтч, която при отчитане на конвергенция към страните от региона се повишава до 60.8 евро/МВтч. Високият дял на въглищата в производствения микс в Сърбия позволява поддържане на относително ниска борсова цена при сравнително висок дял на ВЕИ и намаляваща цена на инвестиционния ресурс, но все още по-висока от останалите страни в региона. След 2030 г. обаче при растящи цени на емисиите въглероден диоксид тази тенденция се обръща и борсовата цена се прогнозира да нарасне в границите на 69-74.5 евро/МВтч при силната чувствителност на борсовите цени от цените на емисиите въглероден диоксид (1% увеличаване на цените на емисиите се отразява в 0.5 пр.п. покачване на борсовите цени).

Таблица III.30. Прогнозни цени на електрическа енергия за Сърбия (евро/МВтч)

	2016	09'2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	33.86	50.84					
Минимален сценарий			48.53	57.72	69.24	78.02	84.20
Максимален сценарий			60.75	66.85	74.49	80.32	84.43

Източник: БАН.

През 2040 г. борсовата цена в страната се очаква да варира около 84 евро/МВтч независимо от степента на конвергенция с регионалния пазар, което основно се дължи на високия дял на въглищата в производствения микс на страната, който при неясни перспективи за присъединяване към ЕС и спазване на по-високи изисквания в тази насока е вероятно да бъде запазен.

Турция

Прогнозните борсови цени в Турция през 2020 г. са приблизително на равнището им от 2012 г. (65 евро/МВтч), като фактори за наблюдаваното нарастване на борсовата цена

са растящите цени на петрола, който е съществен енергиен продукт за местното производство, увеличаването на инвестиционните разходи при нарастваща доходност по 10-годишните ДЦК, както и забавеното въвеждане на ВЕИ. В случая на Турция, **конвергенцията и изграждането на междусистемни връзки с останалите страни от региона би намалило борсовата цена до 61.6 евро/МВтч през 2020 г.**, което като тенденция важи за целия период на прогнозата до 2040 г. Посочените фактори се свързват с постепенно увеличаване на прогнозната борсова цена до 2025 г., след което се наблюдава забавяне на нейния прираст, като на вътрешния пазар тя би възлязла на 80 евро/МВтч през 2030 г., а на регионалния пазар Турция би търгувала при цена от 73.4 евро/МВтч. Друг фактор, който би повлиял за намаляване на борсовата цена в Турция, е осъществяването на плановете за въвеждане на ВЕИ, възлизащи на 30% от крайното потребление на енергия през 2030 г.

Таблица III.31. Прогнозни цени на електрическа енергия за Турция (евро/МВтч)

	2012	2013	2014	2015	2016	09'2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	64.62	58.88	56.43	45.21	41.19	40.82					
Минимален сценарий							67.30	74.74	80.25	86.72	91.29
Максимален сценарий							61.59	68.37	73.38	79.29	83.45

Източник: БАН.

При запазване на високата въглеродна интензивност на производството, борсовата цена през 2040 г. в Турция се очаква да възлиза на 91.3 евро/МВтч, което е с приблизително 8 евро/МВтч по-висока цена спрямо очакваната от 83.5 евро/МВтч при конвергенция с другите страни от региона.

Важно е отново да бъде подчертано, че **прогнозите за борсовите цени на електрическа енергия могат да бъдат очаквани при запазване на съществуващата търговска и географска ориентация в преноса на електроенергия от разглежданите страни**, което е базисно допускане за тестването на модела. Същевременно, ако прогнозните производствени мощности в тях се окажат недостатъчни за задоволяване на вътрешното търсене, това би оказало ефект върху борсовите цени, който не може да бъде текущо определен.

Използвана литература

- ACER/CEER. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. September 2016.
- AleaSoft Energy Forecasting. (2017). Assessment of Prices of the Electricity European Markets at the end of 2016.
- Al-Ghandoor, A., Al-Hinti, I., Jaber, J. O., Sawalha, S. A. (2008). Electricity Consumption and associated GHG Emissions of the Jordanian Industrial Sector: Empirical Analysis and Future Projection. – Energy Policy, 36(1), p. 258-267.
- Al-Shobaki, S., Mohsen, M. (2008). Modelling and Forecasting of Electrical Power Demands for Capacity Planning. – Energy Conversion and Management, 49(11), p. 3367-3375.
- British Petroleum Energy Outlook 2030, 2013.
- Chandran, V. G. R., Sharma, S., Madhavan, K. (2010). Electricity Consumption-growth Nexus: the Case of Malaysia. – Energy Policy, 38(1), p. 606-612.
- Commission Decision of 6.3.2017 on the measure/aid scheme/state aid SA.38454 - 2015/C (EX 2015/N) which Hungary is planning to implement for supporting the development of two new nuclear reactors at Paks II nuclear power station.

- DG Energy for European Commission. 2016. Quarterly Report on European Electricity Markets. Market Observatory of Energy. Volume 9. Issue 1; fourth quarter of 2015 and first quarter of 2016. B-1049 Brussel.
- Ecofys, Prices and Costs of EU Energy 2016.
- Ecofys, Prices and Costs of EU Energy 2016.
- ENTSO-E. Ten Year Network Development Plan 2016 <http://tyndp.entsoe.eu/>.
- EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.
- EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- European Bank for Reconstruction and Development, National Renewable Energy Action Plan for Turkey, 2014.
- Eurostat, Energy statistics, databases nrg_105a, nrg_110a nrg_125a, nrg_135a, nrg_105m, nrg_125m, nrg_135m.
- Garanti Bank (2015), Electricity Market Report, 2015-2025 Projections.
- Gori, F., Takanen, C. (2004). Forecast of Energy Consumption of Industry and Household and Services in Italy. – Heat Technology, 22(2), p. 115-121.
- Hakkio, C., Nie, J. (2014). Implications of Recent U.S. Energy Trends for Trade Forecasts. – Economic Review, Kansas City Reserve Bank, 2014/Q4.
- http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/.
- <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:32013R0347&from=EN>.
- <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:32013R1391&from=EN>.
- <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>.
- https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_pci_projects_country_0.pdf.
- https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf.
- https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Report%20final_18_11_2015.pdf.
- ICIS 2017. European Power Trading Report 2016. London WC 1V 6EU. ISSN: 1756-316X.
- International Energy Agency, Electricity information 2016.
- International Energy Agency, World Energy Outlook 2016.
- Investec (2013), European Power Utilities.
- McAvinchey, I. D., Yannopoulos, A. (2003). Stationarity, Structural Change and Specification in a Demand System: the Case of Energy. – Energy Economics, 25(1), p. 65-92.
- Ministry of Energy, Romanian Energy Strategy 2016-2030, with an outlook to 2050.
- Mirasgedis, S., Sarafidis, Y., Georgopoulou, E., Kotroni, V., Lagouvardos, K., Lalas, D. P. (2007). Modeling Framework for Estimating Impacts of Climate Change on Electricity Demand at Regional Level: Case of Greece. – Energy Conversion and Management, 48(5), p. 1737-1750.
- Mohamed, Z., Bodger, P. (2005). Forecasting Electricity Consumption in New Zealand using Economic and Demographic Variables. – Energy, Vol. 30, N 10.
- Müsgens, F. (2006). Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic multi-regional dispatch model. – The Journal of Industrial Economics. Цитиран в Hagemann, S, Weber, Ch. (2015). Trading Volumes in Intraday Markets – Theoretical Reference Model and Empirical Observations in Selected European Markets. – EWL Working Paper No. [03/15].
- Narayan, P. K., Smyth, R. (2005). Electricity Consumption, Employment and Real Income in Australia Evidence from Multivariate Granger Causality Tests. – Energy Policy, 33(9), p. 1109-1116.
- Nello, Susan S. (2009). The European Union: Economics, Policies and History. Maidenhead: McGraw Hill Education.
- RAE National Report to the EU Commission 2012.
- RAE National Report to the EU Commission 2016.
- Republic of Serbia, Ministry of Mining and Energy, Energy Sector Development Strategy of the Republic of Serbia for the period by 2025 with projections by 2030, 2016.
- Reuters, Forecast for EU carbon prices in next decade put Paris target in doubt, 24 May 2017.
- Reuters, Forecast for EU carbon prices in next decade put Paris target in doubt, 24 May 2017.
- Sadorsky, P. (2011). Trade and Energy consumption in the Middle East. – Energy Economics, 33, p. 739-749.

- Skiadas, C. H., Papayannakis, L. L., Mourelatos, A. G. (1993). An Attempt to Improve the Forecasting Ability of Growth Functions: the Greek Electric System. – Technological Forecasting and Social Change, 44(4), p. 391-404.
- Sozen, A. (2009). Future Projection of the Energy Dependency of Turkey using Artificial Neural Network. – Energy Policy, 37(11), p. 4827-4833.
- Sozen, A., Arcaklioglu, E., Ozkaymak, M. (2005). Turkey's Net Energy Consumption. – Applied Energy, 81(2), p. 209-221.
- Steenhof, P. A., Fulton, W. (2007). Factors affecting Electricity Generation in China: Current Situation and Prospects. – Technological Forecasting and Social Change, 74(5), p. 663-681.
- Suganthi, L., Samuel, A. (2011). Energy Models for Demand Forecasting – A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- US Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2017.
- World Bank Commodities Price Forecast (26 April 2017).
- World Bank, Bulgaria power sector: Making the transition to financial recovery and market liberalization, Summary of World Bank Team Work in 2016.
- World Energy Council. (2016). Variable Renewables Integration in Electricity System 2016. How to Get it Right. p. 37.
- EC Renewable Energy Progress Report 2017.
- EPEX SPOT годишен отчет 2015 г.
- EPEX SPOT годишен отчет 2016 г.
- Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването
- Решение на КЕВР за пределни цени за балансираща енергия, от 30.12.2016 г.
- Световна Банка. (2016). Български енергиен сектор: Осъществяване на прехода към финансово възстановяване и либерализация на пазара.
- Тодорова Т. Трудният баланс на балансиращия пазар. 05.05.2017 г. Publics.bg. http://www.publics.bg/bg/publications/323/Трудният_баланс_на_балансиращия_пазар.htm.

БОРСОВИ ОПЕРАТОРИ

1. LAGIE – <http://www.lagie.gr/>
2. HUPX - <https://www.hupx.hu/>
3. OPCOM -<http://www.opcom.ro>
4. EPIAS -<https://www.epias.com.tr/>
5. SEEPEX - <http://seepex-spot.rs/>
6. EPEX SPOT - <https://www.epexspot.com/>
7. Nord Pool - <http://www.nordpoolspot.com/>

ДЕЙНОСТ IV. „РАЗРАБОТВАНЕ НА ПРЕПОРЪКИ ЗА НЕОБХОДИМОСТТА ОТ ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ МОЩНОСТИ”

Докладът съдържа препоръки за необходимостта от изграждане на нови електроенергийни мощности, основаващи се на извършените анализи, оценки и прогнози и получени конкретни резултати в Дейности I, IA, II и III. По-конкретно изведените препоръки се основават на:

- направена прогноза на електропотреблението в България с хоризонт 2040 г. на база на три сценария на икономическо развитие на икономиката;
- очаквани последици от либерализацията на пазара на електроенергия – ЕС, регионален и национален;
- целевия подход на ЕК за декарбонизация на електропроизводството и достигане на съответен процент на ВЕИ след 2020 г. (пакет „Чиста енергия”);
- състояние и възможности за развитие на съществуващите електропроизводствени мощности – физически ресурс на централите и възможности за продължаването му до 2040 г.;
- оценка на системната сигурност на електроенергийната система.

Прогнози за електропотреблението в България

На база на изведените три варианта на икономическо развитие на България в Дейност I, са прогнозирани три сценария за електропотреблението в България с хоризонт до 2040 г. (вж. табл. IV.1).

Направеният анализ на досегашните процеси и тенденции в електропотреблението в сравнителен план показва неговата сложност и многофакторност. **Електропотреблението в значителна степен е зависимо от икономическия цикъл, структурата на икономиката, доходите, мерките за енергийна ефективност и регулаторни фактори.** Въпреки че след световната икономическа и финансова криза повечето фактори действат в посока към увеличаване на потреблението на електрическа енергия, детайлният анализ показва, че в някои сектори повишаването на енергийната ефективност също ще оказва съществено влияние върху електроенергийния пазар.

В рамките на Междинен доклад 1 (предварителен) от септември 2017 г. беше използван параметричен подход при прогнозиране на потреблението на електрическа енергия, отчитащ фактори на макрониво като брутна добавена стойност, икономически растеж, производство на електрическа енергия, прираст на населението и нетен износ на електрическа енергия. Резултатите показаха тенденция към умерен прираст в потреблението на електрическа енергия в България, **но без да се анализират основните фактори на секторно ниво.** Направеният детайлен секторен анализ, включително и в съпоставителен план със страни от Югоизточна Европа и ЕС като цяло, заедно с проучените подходи и методи за анализиране на електропотреблението, дават основание за разширяване на обхвата на включените променливи. На тази основа се идентифицира, че електропотреблението на домакинствата зависи от измененията в цените не само на електрическата енергия, но и от свързани източници на енергия в

общото потребление в бита, увеличаването на полезната жилищна площ и демографските процеси, динамиката на доходите в страната, а също и климатичните промени. В потреблението за небитови нужди (индустрия, услуги, транспорт, аграрен сектор) направеният анализ показва, че съществени фактори са брутната добавена стойност на съответните сектори, брой на заетите лица в тях и вложени инвестиции, които от своя страна зависят и от лихвените равнища. Факторният анализ показва също, че електрическата енергия и природният газ са основни суровини за небитовите клиенти, поради което отчитането на динамиката на техните цени е важно при прогнозирането. Същевременно специфични фактори за отделните сектори, като електрификация в транспорта в т.ч. навлизане на електромобилите, равнище на товарните превози, цена на петрола, отпуснати субсидии за БДЖ, а също и разгърнатата застроена площ на административни и други сгради в сферата на услугите, също оказват влияние върху електропотреблението.

В методологически план, въз основа на направения преглед на изследвания и анализи, свързани с потреблението на електроенергия, се прилага **комбиниран метод за прогнозиране на електропотреблението в България, основаващ се на съчетаване на регресионен анализ и прогнозиране на крайното използване на електроенергия, с отчитане на спецификите на следните групи потребители:**

- домакинства;
- селско, рибно и горско стопанство;
- индустрия;
- транспорт;
- услуги.

За всеки от сценариите са ползвани следните основни допускания:

- Минимален сценарий – средногодишен растеж на БВП около 3% в периода 2020-2040 г., населението намалява с 1% средногодишно, броят на заетите лица се запазва същият при минимален растеж от 0.3% годишно, а цените на електрическата енергия варират между 49 и 72 евро/МВтч съответно през 2020 и 2040 г.
- Умерен сценарий – средногодишен растеж на БВП от 3.7% в периода 2020-2040 г., населението в страната се запазва, броят на заетите лица нараства с приблизително 1.5% средногодишно, а цените на електрическата енергия са между 58 евро/МВтч през 2020 г. и 80 евро/МВтч съответно през 2040 г.
- Максимален сценарий – най-висок икономически растеж в съответствие с прогнозата в Дейност I от 4.9% в периода 2020-2040 г., прираст на населението в страната с 1% средногодишно за периода, растеж на броя на заетите лица от 3% средногодишно, а цените на електрическата енергия – между 61 евро/МВтч през 2020 г. и 84 евро/МВтч през 2040 г.

Таблица IV.1. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)

	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
Минимален сценарий	28941	29029	28184	28455	29048
Умерен сценарий	29019	29789	29895	30688	32099
Максимален сценарий	29261	31192	32523	34033	35835

Източник: Резултати от модела.

Проведените анализи в Дейности I, II и III позволяват да се направят и оценки на външните влияния върху електроенергийния сектор, породени от основни политики на ЕС – либерализация на пазара, постигане на висока конкуренция при производството и доставките на електрическа енергия и повишаващите се изисквания, свързани основно с екологични въпроси и въпроси на безопасността и гарантиране на сигурността на доставките.

Политики на Европейския съюз, свързани с развитие на електроенергийния сектор след 2020 г.

За постигане на основните цели на Европейския съюз се разработват и прилагат редица политики и мерки, които въвеждат изисквания, имащи съществено отражение върху развитието на сектора и заинтересованите страни. Те се отнасят до организацията на пазарите на електрическа енергия и на природен газ (производство, пренос, разпределение и доставка, както и съхранение по отношение на сектор природен газ) и приложимите екологични норми и изисквания. Не на последно място, те имат за цел гарантиране на сигурността на доставките.

Настоящата структура на енергийния пазар се основава на правилата на „Третия енергиен пакет“, приет през 2009 г., който поставя задължителни цели с хоризонт до 2020г. През 2014г. ЕС одобри 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.¹³⁵, които все още нямат задължителен характер на национално ниво, а именно:

- намаляване с 40% на емисиите на парникови газове до 2030 г. спрямо равнищата от 1990 г. (обвързваща цел за ЕС);
- най-малко 27% дял на енергията от възобновяеми източници в енергопотреблението през 2030 г.;
- повишаване на енергийната ефективност с 27% спрямо прогнозите¹³⁶;
- завършване на изграждането на вътрешния енергиен пазар и постигане на минимална междусистемна свързаност от 10% до 2020 г.

Общата политика на ЕС за ограничаване на вредните емисии (Парижко споразумение) включва и Пътна карта за конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност, която поставя следните цели¹³⁷ за постигане до 2050 г.:

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

В рамките на подготовката на приложими политики, в края на 2016 г. Европейската комисия представи пакет от мерки, насочени към запазване на конкурентоспособността на Европейския съюз в условията на прехода към чиста енергия – пакета „Чиста

¹³⁵ <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=BG&f=ST%20169%202014%20INIT>.

¹³⁶ Пакета „Чиста енергия“ предвижда 30% дял.

¹³⁷ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>.

енергия“.¹³⁸ 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. Пакетът „Чиста енергия“ се състои от ключови предложения на Комисията за прилагане на енергийния съюз, в т.ч. предложения за преработване на Директивата относно общите правила на вътрешния пазар на електроенергия, на Регламента относно пазара на електроенергия и на Регламента за създаване на Агенция на Европейския съюз за сътрудничество между регулаторите на енергия. 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 за обсъждане като приоритет в програмата за работа на Съюза за 2017 г. Важно е да се отбележи, че предложената рамка е фокусирана върху развитието на краткосрочните пазари на електроенергия („в рамките на деня” и „ден напред”).

Усилията на ЕС за въвеждане на функциониращ енергиен пазар и равнопоставеност на пазарните участници се развиват паралелно с усилията в борбата с изменението на климата, които от своя страна включват насърчения за определени видове производства и дейности (като производството на зелена енергия и енергийна ефективност), които ги поставят в привилегировано положение спрямо другите пазарни участници (предимно чрез предоставяне на публична подкрепа и стимули). Съчетаването на тези усилия изисква деликатен баланс и оценка на мерките, прилагани както от държавите-членки на ЕС, така и от самата Европейска комисия.

Регионален пазар на електроенергия с хоризонт до 2040 г.

Освен европейските политики, силно влияние върху развитието на българската енергетика, оказват и политиките в енергетиката на страните в региона.

Изведените резултати в Дейност III се отнасят до оценка с хоризонт до 2040 г. на:

- наличните мощности в региона¹³⁹, баланса на въвежданите и извежданите мощности, динамиката в производството и потреблението;
- дефицит/излишък на електрическа енергия, произтичащи от горното;
- регионалните борсови цени.

От направените прогнози и сравнението с наличните национални и международни прогнози е видно, че при два от сценариите в региона се очертават дефицити на мощности, нарастващи значително след 2035 г.

При минималния сценарий, ако страните реализират своите инвестиционни планове в областта на електроенергетиката, в региона след 2025 г. не се очертава потребност от внос на електрическа енергия.

¹³⁸<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

¹³⁹ Включват се Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия, Македония, Албания, Черна гора, Босна и Херцеговина, Турция, Косово.

При умерения и максималния сценарий прогнозата показва, че регионът ще изпитва дефицити на мощности и съответно ще има търсене на електроенергия от внос. Прогнозният нетен внос на електроенергия (без Турция) нараства след 2025 г. Това е свързано най-вече с извеждането от експлоатация на мощности и липсата на достатъчно заместващи, които да осигурят необходимата електроенергия, съответстваща на прогнозните потребности.

Таблица IV.2. Общо прогнозен нетен внос/износ на електроенергия в региона, три сценария (ГВтч)

Нетен внос/износ* (ГВтч)					
	2020	2025	2030	2035	2040
Минимален сценарий					
Общо за региона с Турция	18229	8526	-42444	-28848	-29216
Общо за региона без Турция	-3671	-6366	-24399	-41462	-29216
Умерен сценарий					
Общо за региона с Турция	41665	37561	37085	97898	188433
Общо за региона без Турция	19765	23545	24821	24139	41209
Максимален сценарий					
Общо за региона с Турция	75131	92996	57513	161083	300072
Общо за региона без Турция	27827	45692	49629	51232	74008

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

** В прогнозите не е включена България.

В 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. 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 централи на природен газ) имат дългосрочен характер. **Страните, които реализират дългосрочните си планове за изграждане на електроенергийните си мощности, ще гарантират електроенергийната си сигурност и ще присъстват устойчиво на регионалния пазар на електроенергия.**

Обща прогноза за цените на електроенергия в региона

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.

Моделът за прогнозиране на борсовите цени включва следните променливи:

- Потребление на електрическа енергия на вътрешния пазар;
- Наличие и развитие на междусистемни връзки;
- Конвергенция на цените при възможност за либерализирана търговия на електрическа енергия на борсов принцип;
- Цени на ресурсите за производство на електрическа енергия;
- Степен на въвеждане на възобновяеми енергийни източници;
- Цени на емисии на парникови газове;
- Цена на финансов ресурс.

Същевременно трябва да се има предвид, че изчислените прогнозни борсови цени са резултати от модел за прогнозиране, който показва преди всичко тенденции. За да се стигне до тези общи регионални борсови цени предварително са прогнозирани борсови цени за отделните страни в региона. Не са правени до сега прогнози за регионалните цени. Поради това сравняваме резултатите от модела по страни с прогнози за тях от официални чуждестранни източници, които показват несъществени разлики между резултатите на прогнозите.

Така например прогнозата за борсовата цена в Турция на Türkiye Garanti Bankası A.Ş.¹⁴⁰ за 2020 г. се прогнозира на около 76 щатски дол./МВтч (около 63 евро/МВтч при текущия валутен курс), докато прогнозната борсова цена на БАН за Турция е 64 евро/МВтч.

В Енергийната стратегия на Румъния¹⁴¹ се прогнозира цена в рамките на 65-85 евро/МВтч в периода 2030-2050 г., докато прогнозата на БАН за Румъния е за 69-80 евро/МВтч за 2030-2040 г.

Оценката на ЕК¹⁴² за изграждането на унгарската АЕЦ Пакш се основава на прогнозни борсови цени между 75-85 евро/МВтч през 2040 г. като прогнозата на БАН за Унгария е за цени на електрическа енергия на борсата в порядъка на 78-82 евро/МВтч.

Прогнозните борсови цени на Световната банка¹⁴³ за България са в интервала 43-47 евро/МВтч на вътрешния пазар без отчитане на конвергенция през 2020 г. при прогноза на БАН за България от 48 евро/МВтч. Прогнозата в Регионалния доклад за Югоизточна Европа на South East Europe Electricity Roadmap цените на едро за България се движат между 46 евро/МВтч през 2020 г. до 67-75 евро/МВтч към 2040 г.

Според изчисленията на модела на БАН, в края на 2020 г. регионалните борсови цени се очаква да се движат между **57** и **61** евро/МВтч, през 2025 г. – в рамките на **64-68** евро/МВтч, през 2030 г. – 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. (вж. Таблица IV.3).

¹⁴⁰ Garanti Bank (2015), Electricity Market Report, 2015-2025 Projections.

¹⁴¹ Ministry of Energy, Romanian Energy Strategy 2016-2030, with an outlook to 2050.

¹⁴² Commission Decision of 6.3.2017 on the measure/aid scheme/state aid SA.38454 - 2015/C (EX 2015/N) which Hungary is planning to implement for supporting the development of two new nuclear reactors at Paks II nuclear power station.

¹⁴³ World Bank, Bulgaria power sector: Making the transition to financial recovery and market liberalization, Summary of World Bank Team Work in 2016.

Таблица IV.3. Среднопретеглени прогнозни борсови цени за региона (евро/МВтч)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	09'2017	2020	2025	2030	2035	2040
Отчетни цени	53.21	58.14	48.86	45.87	40.58	38.60	47.08					
Максимален сценарий								60.65	67.75	72.96	79.93	84.42
Умерен сценарий								57.38	64.30	69.33	76.54	80.97
Минимален сценарий								55.83	62.68	69.03	76.23	80.81

Цени на производител на електроенергия в България

В Дейност II, за нуждите на сравнителен анализ и прогноза за конкурентоспособността при пазарни условия на основните ни централи, е направена и оценка на икономическите показатели по групи централи и е направено сравнение с прогнозираните пазарни интервали на движение на борсовите цени в Дейност III. Тази оценка е направена на база на прогнози за основни ценообразуващи фактори, данни за отделни производители, и се използва за формиране на средна производствена себестойност на електрическата енергия.

Основните фактори, които влияят върху конкурентостта 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 гориво.

Ключова за прогнозните анализи е 2030 г., тъй като до тогава основна част от централите, които сега работят по гарантирани договори за изкупуване по преференциална цена, трябва да работят на свободния пазар, т.е. въпросът за това дали са устойчиви на пазара е ключов към този период.

За осигуряване на електроенергийния баланс на страната, при условията на либерален пазар, оценките на конкурентоспособността на ТЕЦ на лигнитни въглища и необходимостта от въвеждането на нови ВЕИ се превръщат във водещи фактори.

След проиграване на комбинациите за ценообразуващи фактори може да се направи обобщението, че производствената себестойност на ТЕЦ в комплекса Марица Изток ще се движи в диапазона 120-150 лв. за MW час към 2030 г. При анализа на референтния сценарий е прието, че към 2030 г. ще бъде постигната цел за ВЕИ от 27%, при което остава неизяснен въпросът за тяхната конкурентоспособност на либералния пазар. При разглеждане на алтернативата за нисък ръст на ВЕИ – 21%, условната цена на микса намалява към 2030 година, а към 2040г. отпада необходимостта от допълнително финансово подпомагане на този вид централи. Натрупаният опит от досега реализираните проекти на ВЕИ показва, че в бъдеще тяхната реализация трябва да бъде при стриктно спазване на изискванията за опазване на околната среда.

Състояние и възможности за развитие на съществуващите електропроизводствени мощности с хоризонт до 2040 г.

Изведените резултати в Дейност II по отношение на съществуващите електропроизводствени мощности и тяхното развитие до 2040 г. показват следното:

Съществуващата електроенергийна система в момента е балансирана и разполага с достатъчно мощности с хоризонт за работа в съответствие с техническите характеристики на основните мощности, чиито живот може да достигне до 2040г. Системата разполага с производствени мощности, които надхвърлят нуждите на вътрешното потребление към днешна дата, което обуславя позицията на страната ни като нетен износител в региона, но и осигурява по-ниски цени на електрическата енергия в страната. Поради предизвикателствата, пред които са изправени редица електрически централи – спазване на екологичните изисквания, изискванията за безопасност и работата при новите пазарни условия в сектора, хоризонтът им за работа ще се определя доминиращо не от разполагаемия технически ресурс, а от спазването на посочените фактори. Въз основа на сценариите от Дейност II – оптимистичен, референтен, песимистичен и крайно песимистичен, е разработена прогноза за живота на мощностите с хоризонт 2040г. (вж. Таблица IV.4).

Таблица IV.4. 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, %
		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

* Прогнозите за нови мощности не са базирани на реални инвестиционни намерения, тъй като към днешна дата такива няма заявени.

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

Източник: собствени изчисления.

Отчитайки баланса между възможности и изисквания, в рамките на Дейност II и разработените четири сценария за времеви хоризонт на експлоатация на централите е направена връзка с изведените сценарии за електропотреблението до 2040 г. (вж. Таблица IV.5).

Таблица IV.5. Матрица на сценариите за задоволяване на вътрешното потребление на електрическа енергия

		Сценарии за потребление на електрическа енергия в страната от Дейност IA		
		Песимистичен – нисък ръст на потребление	Среден – умерен ръст на потребление	Оптимистичен – висок ръст на потребление
Сценарии за наличие на производствени мощности от Дейност II	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 год 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 1670 MW.

Източник: собствени изчисления.

Направените анализи в Дейност II позволяват да се приеме, че референтният сценарий за производствените мощности и средният сценарий за електропотреблението в страната най-реалистично отразяват очакваното развитие на електроенергийната система. На практика изводите при тези два сценария позволяват да се направи непосредствена оценка и за останалите комбинации от сценарии.

Сигурност на електроенергийната система

Оценката на сигурността на електроенергийната система за 2030 г. при различните сценарии е базирана на моделирането на почасовите профили на отделните електроенергийни компоненти, като са определени необходимите резерви за гарантиране на сигурността на ЕЕС. В Таблица IV.6 и Таблица IV.7 са представени данните за моделирането при референтен сценарий за производствени мощности, както и обобщеният товаров график в резултат от моделирането, представен на Фигура IV.1, и прогнозата за електроенергиен баланс за същия сценарий, представена на Фигура IV.2. Основните изводи са изведени при средния сценарий за вътрешно потребление¹⁴⁴ на електрическа енергия.

Таблица IV.6. Приложимо сечение на структурата на електропотреблението

Структура на нетното електропотреблението, GWh	2030г.	2040г.
Крайно електропотребление	29 895	32 099
Технологични разходи, в т.ч.:	3 116	3 337
<i>пренос на електроенергия</i>	709	753
<i>разпределение на електроенергия</i>	2 407	2 584
Работа на ПАВЕЦ в помпен режим	1 088	887
Участие на промишлени товари за балансиране надолу	26	11
Участие на промишлени товари за балансиране нагоре	0	0
ОБЩО	34 125	36 334

Източник: прогнози на БАН.

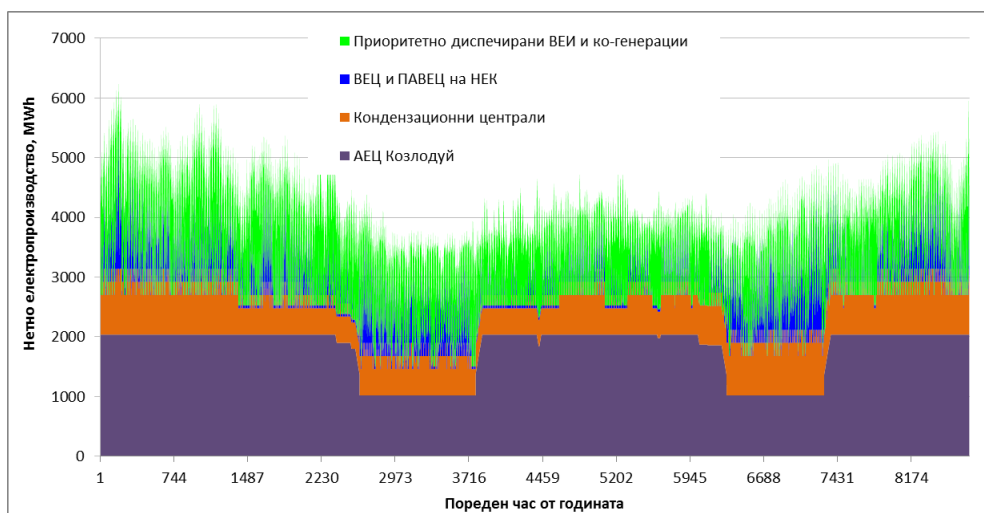
Таблица IV.7. Приложимо сечение на структурата на електропроизводството

Структура на нетното електропроизводството, GWh	2030г.	2040г.
АЕЦ	15 512	15 519
Кондензационни централи	6 135	6 322
ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК, в т.ч.:	3 162	3 021
<i>ВЕЦ</i>	2 411	2 409
<i>ПАВЕЦ</i>	751	612
Приоритетно диспечирани ВЕИ и ко-генерации, в т.ч.:	9 316	11 472
<i>ВяЕЦ</i>	2 967	3 050
<i>ФЕЦ</i>	2 008	3 868
<i>МВЕЦ</i>	833	860
<i>Биомаса</i>	505	685
<i>Топлофикации</i>	1 866	1 866
<i>Заводски ко-генерации</i>	1 137	1 137
ОБЩО	34 125	36 334

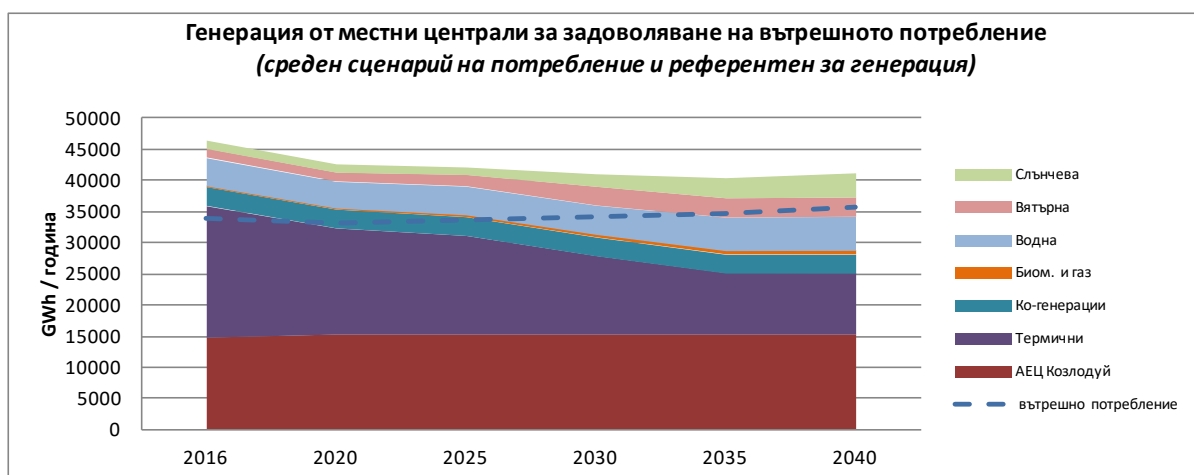
Източник: прогнози на БАН

¹⁴⁴ „Вътрешно потребление на електрическа енергия” е брутното крайно потребление на територията на страната.

Фигура IV.1. Почасово електропроизводство



Фигура IV.2. Електроенергиен баланс



Изчисленията показват следните резултати за натоварване на ТЕЦ в рамките на националната ЕЕС:

- 1166 часа работа на максимална нетна мощност 975 MW основно в периода октомври-февруари;
- 2008 часа работа на максимална нетна мощност 880 MW през останалите часове от годината (през дневните максимални товари) без пролетния сезон;
- 3358 часа работа на максимална нетна мощност 660 MW през останалите часове от годината;
- 1828 часа принудително ре-диспечирание на нетна мощност 440 MW от оператора на ЕЕС основно през пролетта.

През голяма част от часовете на годината мощностите на кондензационните електрически централи ще бъдат активирани по цена за балансиране, чрез редиспечирание от оператора на ЕЕС с цел осигуряване на резерв и за първично и вторично регулиране. ВЕЦ и ПАВЕЦ на „НЕК“ ЕАД ще бъдат основен балансър на ЕЕС.

Имайки предвид оптималната часова използваемост на една конвенционална кондензационна електрическа централа, за всяка от прогнозите за крайното електропотребление са определени оптималните брутни инсталирани мощности от конвенционални кондензационни електрически централи, необходими за покриване на вътрешното електропотребление след 2025 г. (вж. Таблица IV.5).

Обобщените резултати от прогнозата за развитие на електропроизводствените мощности, в съответствие със сценариите за крайнонетно електропотребление и при отчитане на изискванията за системна сигурност, са следните:

- При оптимистичен и референтен сценарии на производствените мощности не съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление, с изключение на периоди с екстремно високо потребление. Поради планирано извеждане на енергийни блокове на ТЕЦ, се създава отрицателна тенденция на потенциала за износ. При вариант с нисък ръст на дела на ВЕИ възниква необходимост от нови базови мощности, които при тези сценарии достигат до 500 MW към 2040 г.
- Осъществяването на оптимистичен и референтен сценарии на производствените мощности в голяма степен зависи от изпълнение на новите норми за опазване на околната среда и от корпоративните решения на собствениците на ТЕЦ Марица Изток 1 и 3 при преминаване на продажба на електроенергията им на свободен пазар след изтичане на договорите за преференциалното ѝ изкупуване, съответно през 2026 и 2024 г.
- При двата песимистични сценария за производствените мощности още през 2026 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. Малката часова използваемост на ВЕЦ и ПАВЕЦ на „НЕК“ ЕАД за балансиране на ЕЕС в денонощен, седмичен и сезонен разрез **налага необходимостта да се използват електрически централи за предоставяне на бързи и маневрени резервни мощности.**
- След 2030-2035 г., в зависимост от сценариите, при които възниква недостиг на електроенергия, възможните алтернативи за решаване на проблемите с покриване на вътрешното електропотребление и осигуряване на необходимите резерви на ЕЕС са:
 - минимален сценарий на електропотребление – недостиг на маневрена мощност 1250MW÷1270MW;
 - умерен сценарий на електропотребление – недостиг на маневрена мощност – 1160÷1650 MW;
 - максимален сценарий на електропотребление – недостиг на маневрена мощност 1130 MW÷1650 MW.
- При двата песимистични сценария възниква необходимост и от нови базови мощности с капацитет от 420 до 1200 MW, които имат възможност за регулиране в широк диапазон в периоди на ниско потребление. При вариант без ръст на дела на ВЕИ, високо потребление на електрическа енергия и интегриране на смарт технологии и акумулиращи системи за увеличаване разполагаемостта на кондензационните централи, се прогнозира необходимост от нови базови мощности, чиито капацитет може максимално да достигне до 1670 MW към 2040 г.

В допълнение е направена оценка на съвместната работа на електроенергийните системи в региона към 2030 г., съобразена с очертаващия се дефицит на електроенергия. Отчетени са планираните извеждания и въвеждания на мощности в региона. Посочения дефицит на електроенергия в региона (без Турция) може да бъде покрит от съществуващите ТЕЦ на природен газ, но за тях е добре известно, че работят основно като маневрени мощности, а в базов режим на работа са икономически неизгодни. **Такъв дефицит на базово производство може да бъде запълнен от нова ядрена мощност с минимум 1500 MW.**

Заклучение

От направените анализи и изводи относно развитието на електроенергийните системи на България и тези в региона следва:

При повечето сценарии, прогнозираният недостиг на електроенергия в региона след 2030г. води до необходимост от порядъка на 1500 MW инсталирана базова мощност.

Независимо от планираните действия за осигуряване на максимално дълъг срок за работа на централите от комплекса „Марица-Изток” след 2030-2035 г. се очертава дефицит на мощности.

Перспективите пред националната електроенергийна система показват, че в средносрочен план България трябва да предприеме действия за компенсиране на недостиг на маневрени мощности до 1650 MW и на базови мощности в диапазон от 420 до 1670 MW.

Разглеждайки в дългосрочен период сигурността на електроенергийните доставки за страната следва да отчете, че в хоризонта до 2050 г. предстои извеждане на основните блокове на АЕЦ „Козлодуй”.

Общият извод от комплексният анализ на мощностите в страната и региона показва, необходимост от нови базови мощности от порядъка на 2000 MW, които могат да бъдат и ядрени.